

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE  
INGENIEROS DE MINAS Y ENERGÍA

Titulación:

Ingeniero Superior de Minas y Energía

PROYECTO FIN DE CARRERA

DEPARTAMENTO DE ENERGÍA Y  
COMBUSTIBLES

ESTUDIO DE LAS TECNOLOGÍAS PARA  
LA RECUPERACIÓN DE SHALE GAS

Titulación: Ingeniero de Minas

Plan: 1996

Autorizo la presentación del proyecto

ESTUDIO DE LAS TECNOLOGÍAS PARA LA RECUPERACIÓN DE SHALE GAS

Realizado por  
Javier Criado Risco

Dirigido por  
Juan Llamas

Firmado: Prof. Juan Llamas

Fecha: 16 de Febrero de 2015



# ÍNDICE

RESUMEN .....	VII
ABSTRACT .....	VII
<b>DOCUMENTO Nº 1: MEMORIA .....</b>	<b>I</b>
<b>1 OBJETIVO Y ALCANCE DEL PROYECTO .....</b>	<b>1</b>
<b>2 EL RECURSO DEL SHALE GAS .....</b>	<b>3</b>
2.1 RAZONES PARA EXPLOTAR LOS RECURSOS NO CONVENCIONALES.....	5
2.2 RECURSOS NO CONVENCIONALES .....	5
2.2.1 <i>Shale gas y shale oil</i> .....	6
2.2.2 <i>Coal Bed Methane (CBM)</i> .....	6
2.2.3 <i>Tight gas</i> .....	7
2.2.4 <i>Hidratos de gas</i> .....	7
2.2.5 <i>Arenas bituminosas (oil sands)</i> .....	8
2.3 GÉNESIS DE LOS YACIMIENTOS DE LUTITAS .....	8
2.3.1 <i>Génesis de las lutitas</i> .....	9
2.3.2 <i>Génesis del Gas</i> .....	10
2.4 ESTRUCTURA Y MINERALOGÍA DE LAS LUTITAS .....	13
2.5 PROPIEDADES MECÁNICAS .....	15
2.5.1 <i>Elasticidad y anisotropía</i> .....	15
2.5.2 <i>Fracabilidad</i> .....	16
2.6 PROPIEDADES GEOQUÍMICAS .....	17
2.6.1 <i>TOC (Carbono Orgánico Total)</i> .....	17
2.6.2 <i>Volumen y capacidad de gas</i> .....	18
2.6.3 <i>Madurez térmica</i> .....	19
2.6.4 <i>Permeabilidad</i> .....	20
2.7 SITUACIÓN ACTUAL DEL SHALE GAS EN EL MUNDO, EN EUROPA, Y EN ESPAÑA .....	21
2.7.1 <i>El boom en Estados Unidos</i> .....	21
2.7.2 <i>Europa</i> .....	23
2.7.3 <i>España</i> .....	24
2.8 TECNOLOGÍAS DE RECUPERACIÓN ACTUALES.....	26
<b>3 PERFORACIÓN HORIZONTAL .....</b>	<b>27</b>

3.1	ORIGEN DE LA PERFORACIÓN DIRECCIONAL Y APLICACIONES.....	28
3.1.1	<i>Ventajas sobre los pozos convencionales.....</i>	28
3.1.2	<i>Pozos multilaterales .....</i>	30
3.1.3	<i>Plataforma de perforación 'well pad' .....</i>	30
3.1.4	<i>Aplicaciones especiales .....</i>	31
3.2	PRINCIPIOS DE LA PERFORACIÓN DIRECCIONAL .....	31
3.3	SISTEMAS PARA LA DESVIACIÓN DE POZOS.....	32
3.3.1	<i>Sistemas de cuñas desviadoras (Whipstock systems) .....</i>	33
3.3.2	<i>Motores de fondo direccionales .....</i>	34
3.3.3	<i>Jetting (desviación por chorros) .....</i>	36
3.3.4	<i>Sistemas Rotativos Direccionales (Rotary Steerable Systems - RSS) .....</i>	37
3.4	CASING.....	40
3.4.1	<i>Casing conductor.....</i>	40
3.4.2	<i>Casing de superficie.....</i>	41
3.4.3	<i>Casing intermedio .....</i>	41
3.4.4	<i>Casing de producción .....</i>	41
3.5	FACTORES PARA EL DISEÑO DEL CASING EN POZOS HORIZONTALES.....	42
3.5.1	<i>Presión interna .....</i>	42
3.5.2	<i>Cargas axiales inducidas térmicamente.....</i>	42
3.5.3	<i>Colapso.....</i>	43
3.5.4	<i>Erosión.....</i>	44
3.5.5	<i>Cargas debidas a la instalación .....</i>	44
3.5.6	<i>Factores de diseño críticos .....</i>	45
3.6	TERMINACIONES DE POZO .....	45
3.6.1	<i>Tipos de terminaciones de pozo .....</i>	46
3.6.2	<i>Calidad de yacimiento y calidad de terminación.....</i>	48
<b>4</b>	<b>LA FRACTURACIÓN HIDRÁULICA .....</b>	<b>51</b>
4.1	APLICACIONES.....	51
4.2	PROCESO DE FRACTURACIÓN HIDRÁULICA .....	52
4.3	GEOMECÁNICA DE LA FRACTURACIÓN HIDRÁULICA.....	56
4.3.1	<i>Coeficiente de Poisson.....</i>	57
4.3.2	<i>Módulo de Young .....</i>	57
4.3.3	<i>Esfuerzos principales .....</i>	57
4.4	DETERMINACIÓN DEL MÍNIMO ESFUERZO HORIZONTAL .....	60
4.5	DETERMINACIÓN DEL MÁXIMO ESFUERZO HORIZONTAL .....	62
4.6	FLUIDOS DE FRACTURACIÓN .....	63
4.6.1	<i>Guar Gum .....</i>	64

4.6.2	<i>Slickwater</i> .....	65
4.6.3	<i>PermStim gel</i> .....	65
4.6.4	<i>LPG</i> .....	65
4.7	AGENTE APUNTALANTE .....	66
4.8	ADITIVOS QUÍMICOS .....	66
4.9	USO DEL AGUA .....	68
4.9.1	<i>Procesos de gestión de aguas de retorno</i> .....	70
<b>5</b>	<b>MICROSÍSMICA</b> .....	<b>71</b>
5.1	SISMICIDAD NATURAL E INDUCIDA .....	72
5.2	EL MAPEO MICROSIÓMICO COMO HERRAMIENTA DE CONTROL .....	74
<b>6</b>	<b>DESCRIPCIÓN DE LA CUENCA VASCO-CANTÁBRICA</b> .....	<b>76</b>
6.1	INTRODUCCIÓN .....	77
6.2	SECUENCIA GEOLÓGICA .....	78
6.2.1	<i>Shales del Jurásico</i> .....	78
6.2.2	<i>Propiedades del área prospectiva</i> .....	79
6.3	RECURSOS ESTIMADOS .....	81
6.4	ACTIVIDAD RECIENTE EN LA CUENCA .....	82
6.5	OTRAS LUTITAS DE LA CUENCA VASCO-CÁNTABRA .....	82
6.5.1	<i>Lutitas del Silúrico y del Ordovícico</i> .....	82
6.5.2	<i>Lutitas del Cretácico</i> .....	83
6.5.3	<i>Cuenca del Ebro</i> .....	83
<b>7</b>	<b>BIBLIOGRAFÍA</b> .....	<b>84</b>
	<b>DOCUMENTO Nº 2: ESTUDIO ECONÓMICO</b> .....	<b>86</b>
<b>1</b>	<b>INTRODUCCIÓN</b> .....	<b>87</b>
<b>2</b>	<b>FACTORES DE VIABILIDAD ECONÓMICA</b> .....	<b>87</b>
2.1	COSTE DE PERFORACIÓN Y COMPLETACIÓN .....	87
2.2	PRODUCTIVIDAD DEL POZO .....	89
2.3	PRECIOS DEL CRUDO Y EL GAS .....	90
<b>3</b>	<b>VALORACIÓN DE LA INVERSIÓN</b> .....	<b>91</b>
3.1	MODELO DE PRODUCCIÓN ACUMULADA .....	91
3.2	PRESENTACIÓN DE LOS ESCENARIOS .....	93
3.3	ESTIMACIÓN DEL BENEFICIO ECONÓMICO A TRAVÉS DEL MODELO DE PRODUCCIÓN .....	96

## ÍNDICE DE FIGURAS

<i>Figura 1: Estimación de recursos mundiales de gas (convencional y no convencional) recuperables (Datos de partida: OECD/IEA, 2011).</i>	8
<i>Figura 2: Diagrama de Van Krevelen (Fuente: Schlumberger).</i>	11
<i>Figura 3: Etapas de maduración del kerógeno. Oil and gas windows (Fuente: Schlumberger).</i>	12
<i>Figura 4: Diagrama de mineralogía.</i>	14
<i>Figura 5: Caso de carbonatos o areniscas con baja anisotropía (Fuente: Petrotecnia).</i>	15
<i>Figura 6: Caso de una lutita con fuerte anisotropía (Fuente: Petrotecnia).</i>	15
<i>Figura 7: Isoterma de Langmuir y capacidad de almacenamiento del gas (Fuente: Schlumberger).</i>	19
<i>Figura 8: Cantidades de GIP mediante isothermas de Langmuir (Fuente: Schlumberger).</i>	19
<i>Figura 9: Cuencas de shale con estimación y sin estimación de recursos (Fuente: EIA report June 2013).</i>	22
<i>Figura 10: Situación respecto al shale gas en Europa, finales de 2014 (Fuentes: IEA; KPMG).</i>	23
<i>Figura 11: Deterioro paisajístico producido por la extracción de gas de manera convencional</i>	27
<i>Figura 12: ejemplos de aplicaciones de pozos direccionales (Fuente: Oilfield Review).</i>	28
<i>Figura 13: Well pad (Fuente: www.collierresources.com).</i>	30
<i>Figura 14: Posicionamiento estratégico de los lastrabarrenas (collars) y los estabilizadores.</i>	32
<i>Figura 15: Sistema de cuña desviadora. (Fuente: www.workbyme.com).</i>	33
<i>Figura 16: Sarta con motor de fondo y cubierta acodada fija (0,75 °): los tres puntos de contacto (barrena, estabilizador antes del motor y estabilizador después del motor) determinan un arco aproximado que seguirá la trayectoria. (Fuente: Schlumberger).</i>	35
<i>Figura 17: Push-the-bit RSS. Las almohadillas permiten modificar la dirección de la barrena (Fuente: Schlumberger).</i>	37
<i>Figura 18: Principio de funcionamiento del RSS. En el caso del Geo-Pilot de Halliburton, un par de anillos excéntricos funcionan como dispositivo de direccionamiento (Fuente: Halliburton).</i>	38
<i>Figura 19: Diseño del RSS híbrido (Fuente: Sistema PowerDrive Archer. Oilfield Review, Schlumberger).</i>	39
<i>Figura 20: Sistema RSS convencional vs RSS híbrido (Fuente: Schlumberger).</i>	40
<i>Figura 21: Diferentes configuraciones de terminación de pozos (fuente: Hydrocarbon Exploration and Production).</i>	47
<i>Figura 22: Proceso de terminación de un pozo preparado para fractura hidráulica (Fuente: Schlumberger).</i>	48
<i>Figura 23: Modelos de software de RQ y CQ (Fuente: Schlumberger).</i>	50
<i>Figura 24: Sistema jerárquico de fracturas. (Fuente: "Why fracking works and how to optimize it").</i>	54
<i>Figura 25: Comportamiento de una roca genérica sometida a una carga uniaxial (Fuente: Petrotecnia).</i>	56
<i>Figura 26: Forma y dirección de las fracturas (Fuente: Schlumberger).</i>	58
<i>Figura 27: Preparación del fondo de pozo para un test de inyección</i>	61
<i>Figura 28: Perfil de presiones tipo en un test de inyección para</i>	62
<i>Figura 29: Influencia del fluido dentro de la fractura en el test de reapertura (Fuente: Berkeley Lab).</i>	63
<i>Figura 30: Consumo de litros de agua por Megavatio-hora de electricidad generado</i>	69
<i>Figura 31: Mapa de peligrosidad sísmica en España (Fuente: Instituto Geográfico Nacional).</i>	73
<i>Figura 32: Fallas principales en España (Fuente: IGME).</i>	73
<i>Figura 33: Sondeo de control con geófonos para monitoreo de las diferentes etapas de fracturación</i>	74

<i>Figura 34: Cuencas de interés en la Península Ibérica (Fuente: ARI, 2013).....</i>	<i>76</i>
<i>Figura 36: Propiedades del yacimiento y del recurso de shale oil en la cuenca (Fuente: ARI).....</i>	<i>77</i>
<i>Figura 35: Propiedades del yacimiento y del recurso de shale gas en la cuenca (Fuente: ARI) .....</i>	<i>77</i>
<i>Figura 37: Área prospectiva (Fuente: ARI).....</i>	<i>78</i>
<i>Figura 38: Cortes geológicos (Quesada S. 2005).....</i>	<i>79</i>
<i>Figura 39: Litología (Fuente: modificado de Fraguas at al., 2008) .....</i>	<i>80</i>
<i>Figura 40: Litología (Fuente: Quesada S., 1996).....</i>	<i>81</i>
<i>Figura 41: Reducciones de costes en el Marcellus Shale a lo largo del tiempo (Fuente: Talisman Energy).....</i>	<i>88</i>
<i>Figura 42: Precio del gas natural nominal en dólares americanos .....</i>	<i>95</i>



## ÍNDICE DE TABLAS

<i>Tabla 1. Componentes del gas natural.....</i>	<i>11</i>
<i>Tabla 2. Potencial en función del TOC.....</i>	<i>17</i>
<i>Tabla 3. Ranking de países con mayores reservas técnicamente recuperables de shale gas .....</i>	<i>22</i>
<i>Tabla 4: Consumo anual en España de hidrocarburos.....</i>	<i>25</i>
<i>Tabla 5: Recursos prospectivos en España según Gessal, el COIMCE y la EIA.....</i>	<i>25</i>
<i>Tabla 6: Relación entre ángulo de la sección y DLS. ....</i>	<i>35</i>
<i>Tabla 7: Parámetros de diseño del casing.....</i>	<i>45</i>
<i>Tabla 8: Características que influyen en la calidad del yacimiento y de la terminación. ....</i>	<i>49</i>
<i>Tabla 9: Aditivos químicos y sus usos comunes.....</i>	<i>68</i>
<i>Tabla 10: Magnitud sísmica.....</i>	<i>71</i>
<i>Tabla 11: Evaluación del ratio M\$/bcf para los principales yacimientos de Estados Unidos. ....</i>	<i>89</i>
<i>Tabla 12. Valoración de un yacimiento. Valores mínimos .....</i>	<i>90</i>
<i>Tabla 13: Escenario favorable.....</i>	<i>93</i>
<i>Tabla 14: Escenario más probable.....</i>	<i>93</i>
<i>Tabla 15: Escenario menos favorable .....</i>	<i>94</i>
<i>Tabla 16: Beneficio después de impuestos. ....</i>	<i>97</i>
<i>Tabla 17: Ratio M\$/bcf escenarios.....</i>	<i>97</i>

## **Resumen**

La explotación del shale gas ha supuesto una revolución energética en Estados Unidos. Sin embargo, los yacimientos de lutitas no pueden ser explotados con las tecnologías de recuperación de hidrocarburos convencionales debido a las condiciones de permeabilidad ultra baja que predominan en estas formaciones. La perforación de pozos horizontales en combinación con la fracturación hidráulica son las tecnologías que han permitido el desarrollo de la producción a gran escala de este recurso no convencional. La perforación horizontal permite aumentar el contacto directo entre el yacimiento y el pozo, además de conectar yacimientos discontinuos para los que serían necesarios varios pozos verticales en otro caso. La fracturación hidráulica es una técnica de estimulación que aumenta la permeabilidad de la formación mediante la apertura de grietas que liberan el gas atrapado en los poros y adsorbido en la materia orgánica. En España cada vez es más evidente la oportunidad económica que supondría el aprovechamiento del shale gas presente en la cuenca Vasco-Cantábrica, y el desencadenante para que comiencen los proyectos de explotación puede ser el éxito de las actividades que se están llevando a cabo en Reino Unido.

## **Abstract**

The shale boom has brought an energy revolution in the United States. Nevertheless, shales cannot be exploited with hydrocarbon conventional technologies due to the ultra low permeability conditions that prevail in these formations. Horizontal drilling combined with hydraulic fracturing are techniques that have made possible the development for a board scale production of this non conventional resource. Horizontal drilling makes it possible to enlarge the direct contact between the formation and the borehole, as well as to connect discontinuous layers which would need several vertical wells otherwise. Hydraulic fracturing is an enhancement technique that increases the permeability of the formation through the opening of fractures that allow the gas in the pores and sorbed in the surface of the organic mater to flow. In Spain, it is becoming more and more evident the economic opportunity that the exploitation of the shale gas contained in the Basque-Cantabrian basin can bring about, and the triggering event for this could be the success in the activities that are being carried out in the United Kindom.

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE  
INGENIEROS DE MINAS Y ENERGÍA  
Titulación: Ingeniero de Minas

DEPARTAMENTO DE ENERGÍA Y  
COMBUSTIBLES

ESTUDIO DE LAS TECNOLOGÍAS PARA  
LA RECUPERACIÓN DE SHALE GAS

DOCUMENTO N° 1: MEMORIA

# 1 Objetivo y alcance del proyecto

El *shale gas*, también conocido como gas de lutitas, es un hidrocarburo consistente en un 90% de gas natural aproximadamente. La gran importancia de este recurso en Estados Unidos ha desencadenado un creciente interés en Europa, y países como Reino Unido están desarrollando actualmente proyectos de explotación en sus cuencas de lutitas. El objetivo principal de este proyecto estudiar las tecnologías que se utilizan para la recuperación del recurso no convencional del *shale gas*.

Este proyecto introduce el recurso del *shale gas*, detallando su génesis y sus propiedades geoquímicas, y destaca su importancia dentro de los recursos no convencionales por su gran potencial. También se analiza la situación mundial y el impacto que tendría en España la explotación de estos recursos.

Posteriormente se describen las tecnologías de recuperación utilizadas en Estados Unidos, país puntero en explotación de este recurso, con las que se consigue una producción rentable y segura de *shale gas*: la perforación dirigida para la construcción de pozos horizontales es una técnica que aumenta el contacto entre yacimiento y pozo, estimulando la recuperación; por otra parte, la fracturación hidráulica (o *fracking*) es una herramienta indispensable sin la cual no sería posible el aprovechamiento del *shale gas*, ya que incrementa la permeabilidad del yacimiento hasta conseguir cifras de producción aceptables. El *fracking* lleva siendo utilizado durante décadas, también con otros propósitos.

Además de la perforación dirigida y la fracturación hidráulica, se describe otra herramienta de control fundamental, la microsísmica, utilizada para evaluar la distribución de las fracturas y registrar los movimientos sísmicos inducidos en el terreno.

Para finalizar, en el documento económico se incluye una descripción de las características que condicionan la viabilidad económica de los yacimientos de lutitas, y se realiza una estimación de la posible rentabilidad en el yacimiento de lutitas existente en la cuenca Vasco-Cantábrica, al norte de España, mediante un modelo de producción acumulada realizado con Excel.

## 2 El Recurso del Shale Gas

Antes de todo debemos establecer la distinción clara entre lo que son los recursos y las reservas en el ámbito de los hidrocarburos, y cuál es la principal diferencia entre ambos. Una reserva es una acumulación probada de hidrocarburos que son recuperables comercialmente. Un recurso también es una acumulación de hidrocarburos recuperables, pero a diferencia de las reservas, los recursos son subcomerciales, lo que significa que su explotación no garantiza un rendimiento económico en ese momento. La estimación de las reservas se realiza bajo un cierto grado de incertidumbre. El grado relativo de incertidumbre permite establecer una subdivisión de las reservas en probadas y no probadas; a su vez, las no probadas se clasifican en probables y posibles, según su grado creciente de incertidumbre. Los recursos también se subdividen según su grado de incertidumbre, y pueden ser contingentes o prospectivos. Un recurso contingente es aquel cuya existencia ha quedado demostrada mediante sondeos exploratorios, mientras que un recurso prospectivo es aquel cuya existencia no ha sido demostrada mediante sondeos exploratorios, pero que se cree que existen debido a prospecciones sísmicas. Una vez clara esta distinción, podemos entender lo que es el recurso del *shale gas*.

La palabra inglesa *shale* se refiere a las rocas sedimentarias constituidas por detritos clásticos que están a su vez formados por partículas del tamaño de las arcillas y los limos, más conocidas como lutitas. Las lutitas son por tanto una roca sedimentaria. Estas rocas se caracterizan fundamentalmente por poseer una porosidad y una permeabilidad muy bajas, lo que las convierte prácticamente en impermeables. Pueden contener cantidades variables de materia orgánica, presentándose generalmente con colores oscuros, aunque en la naturaleza pueden aparecer con una variedad de colores dependiendo de los ambientes en los que se formaron. Cuanto más oscuras (negras), más cantidad de materia orgánica poseen, y si el contenido es muy alto se denominan lutitas bituminosas.

Las lutitas son la forma de roca sedimentaria más abundante que existe en la Tierra, pero lo que realmente las hace interesantes es que debido a su contenido en materia orgánica tienen la capacidad de generar hidrocarburos, siempre que este contenido de materia orgánica sea lo suficientemente alto.

A lo largo de la historia, la industria del petróleo y del gas ha explotado yacimientos en los que los hidrocarburos se encontraban atrapados bajo una capa impermeable de roca, creando lo que se conoce como trampa estratigráfica. Para que se formaran estas trampas, previamente eran necesarios los procesos de generación dentro de la roca madre, migración de los hidrocarburos hacia una roca almacén, y acumulación de éstos bajo una roca sello. Todo este proceso es lo que constituye el concepto de "petroleum system". Este concepto ha sido usado para definir los yacimientos convencionales de hidrocarburos.

Sin embargo, los ingenieros y geólogos del mundo del petróleo se empezaron a dar cuenta de que, con una cantidad suficiente de materia orgánica, las lutitas podían ser explotadas sin necesidad de esperar a que el gas y el petróleo migraran hacia trampas estratigráficas. Fue entonces cuando se empezaron a explotar los yacimientos de lutitas, gracias al desarrollo de nuevas tecnologías en Estados Unidos, tales como la perforación horizontal y la fracturación hidráulica.

Los yacimientos de lutitas, por la manera en la que son explotados, sobrepasan los márgenes del concepto de "petroleum system" definido previamente. Estos recursos son definidos como 'no convencionales' por las condiciones en las que se encuentran dentro del yacimiento. Para llegar a entender bien qué son los recursos no convencionales, debemos tener claro que sólo se diferencian de los recursos convencionales en las condiciones que presentan dentro del yacimiento. Es decir, el petróleo y el gas obtenidos no diferencian un recurso de otro, sino que lo hacen las características geológicas de la roca de donde son extraídos. En las rocas almacén de los recursos convencionales suelen darse unas condiciones de porosidad y permeabilidad relativamente elevadas, mientras que en las rocas generadoras en un yacimiento de lutitas la porosidad y la permeabilidad son infinitamente más pequeñas. Así mismo ocurre con ciertos tipos de crudo que son demasiado pesados para fluir y requieren de una tecnología especial para su extracción.

Por lo tanto, no sólo las lutitas están encuadradas dentro de los recursos no convencionales. Existen más tipos de hidrocarburos que necesitan de tecnología especial para su explotación. Además del gas de lutitas o *shale gas* y el *shale oil*, los más conocidos por su abundancia y potencial son: hidratos de gas, gas en arenas compactas (*tight gas*), gas en lechos de carbón (*Coal Bed Methane*), y arenas bituminosas (*oil sands*). En el siguiente apartado veremos cada uno de ellos en detalle.

## 2.1 Razones para explotar los recursos no convencionales

A día de hoy, la demanda de hidrocarburos se acerca a ser más que la oferta de los mismos. La necesidad de ampliar las reservas se traduce en un incremento de los precios, que conlleva a buscar fuentes de energía alternativas. Esta búsqueda desemboca en la investigación en renovables, y por otra parte en la incorporación a las reservas de hidrocarburos que hasta el momento no resultaban económicamente explotables, pero que con el incremento de los precios ya lo son, o gracias a los nuevos avances tecnológicos pueden serlo. En este escenario es donde toman protagonismo los recursos no convencionales.

Con la llegada de nuevas tecnologías en el campo del petróleo y el gas, muchos de los yacimientos no comerciales hasta ahora han provocado un cambio en la política energética de muchos países, entre ellos el nuestro, ya que España presenta una gran variedad de recursos no convencionales en su subsuelo. Con la explotación de tales recursos, se cambiarían las presentes líneas de dependencia energética de un país que importa el 99% de los hidrocarburos que consume, invirtiendo en ello más de 145 millones de euros al día.

De entre los diferentes recursos no convencionales, quizás el más interesante sea el *shale gas*, dado que presenta algunas ventajas respecto a sus competidores: las lutitas poseen una alta capacidad de producción, así como también unas declinaciones de pozo significativamente más bajas que para el *tight gas* o el CBM. Los costos de exploración son moderados, los desarrollos de explotaciones suelen tener más éxito, y la recuperación final (EUR) también es bastante mayor comparada con otros recursos (la esperanza de vida de un pozo de gas de lutitas es aproximadamente de 30 años). Estos aspectos sitúan al *shale gas* en una posición de cierta ventaja con respecto a los otros gases no convencionales.

## 2.2 Recursos no convencionales

Como hemos visto, los recursos no convencionales corresponden a yacimientos con permeabilidades ultra bajas. A partir de una permeabilidad inferior a 0,1 mD se considera recurso no convencional. Para gases hay una norma más específica que clasifica como gases no convencionales a aquellos yacimientos que no pueden ser explotados con tasas de flujo ni volúmenes económicos a menos que sean estimulados por fractura hidráulica, perforaciones

horizontales, pozos multilaterales, o alguna técnica que aumente la superficie de contacto entre la superficie del pozo y el yacimiento [National Petroleum Council, EEUU].

Mientras que en los yacimientos convencionales los hidrocarburos se encuentran en los poros o espacios libres de la roca, en los no convencionales podemos encontrarlos, además de ocupando esos poros, como gas adsorbido en los granos minerales y materia orgánica que contiene la roca, y como gas disuelto en la materia orgánica de la roca.

Los yacimientos no convencionales difieren también de sus análogos en que cubren un área mucho más extensa y habitualmente no están confinados a la estructura geológica. Los hidrocarburos producidos en estas formaciones son idénticos en génesis y composición, la única diferencia como se ha dicho es la roca que los contiene.

### 2.2.1 SHALE GAS Y SHALE OIL

Los yacimientos sedimentarios lutitas, compuestos de limos y arcillas, son los más abundantes en la corteza terrestre. Suelen ser rocas generadoras de hidrocarburos dado que contienen materia orgánica, aunque su baja permeabilidad hace que sea necesaria la aplicación de tecnologías especiales (fracturación hidráulica y perforación horizontal) para su explotación. Las reservas mundiales, especialmente de shale gas, son muy importantes. Llegando En 2011 se estimaron 204 tcm recuperables en todo el mundo (CONAMA 2011, figura 1). A junio de 2013, la EIA (*Energy Information Administration*) estimó las reservas recuperables mundiales en 206 tcm. Estas cifras van cambiando a medida que se descubren nuevas cuencas o se obtiene nueva información de las ya existentes.

### 2.2.2 COAL BED METHANE (CBM)

Hasta hace relativamente poco, el gas en lechos de carbón, también conocido como 'Coal Bed Methane', era una preocupación para los mineros en minas de carbón. El metano se acumulaba en las galerías y cámaras, creando riesgos de atmósfera explosiva, y por otra parte ocupaba el espacio del oxígeno, haciendo que las condiciones aptas para la vida se redujeran. No obstante, el CBM es un recurso que puede explotarse económicamente, incluso en capas de carbón que por sí mismas no son rentables debido a su localización o su grosor, o en capas de baja calidad. Tecnología especial es aplicada para la obtención del CBM; la fracturación hidráulica aumenta la permeabilidad y mejora la productividad. Actualmente, estas capas



carboníferas son explotadas y posteriormente utilizadas para almacenamiento de CO<sub>2</sub>, lo que hace de estos yacimientos sean doblemente interesantes. Las reservas mundiales ascienden a 118 tcm (CONAMA 2011, figura 1). La producción en Estados Unidos es ya importante: alrededor del 7,5% del gas producido en el país proviene de capas carboníferas.

### 2.2.3 TIGHT GAS

Es el término utilizado para referirse a las reservas de gas en arenas compactas de muy baja permeabilidad. Este tipo de formaciones, areniscas y calizas fundamentalmente, requiere estimulación mediante fractura hidráulica, y además presentan una curva de declinación de la producción muy acentuada en los primeros días, lo que implica que haya que estudiar bien las características de cada yacimiento en particular antes de proceder a la recuperación del gas. Los principales productores del tight gas son Estados Unidos y Canadá, aunque existen reservas en muchas más partes alrededor del mundo. Las reservas estimadas en todo el mundo ascienden a 84 tcm (CONAMA 2011, figura 1), y la producción actual es también bastante significativa llegando casi a 15 tcm en 2012 ([www.eia.gov](http://www.eia.gov)).

### 2.2.4 HIDRATOS DE GAS

Comenzaron siendo un problema para la industria del petróleo en 1930, cuando empezó a observarse que bloqueaban viaductos y líneas de gas obstruyendo así el flujo libre. Pueden formarse en numerosos ambientes, especialmente en regiones "permafrost", cuya temperatura está permanentemente por debajo del punto de congelación. También se forman con el metano producido por los sedimentos del fondo marino cuando se dan las condiciones de temperatura y presión adecuadas (entre 50 y 100 atm., entre 2 y 3°C y unas concentraciones de gas suficientes). Los hidratos de gas son sustancias cristalinas con una estructura clathrática (molécula huésped e inclusión). La molécula huésped suele ser agua en forma de hielo y la inclusión suelen ser gases, entre ellos el metano. Pueden formarse incluso a temperaturas por encima del punto de congelación del agua, y en general todos los gases pueden formarlos, a excepción del hidrógeno, el helio y el neón. Los más abundantes e interesantes en la naturaleza son los de metano, los cuales tienen un papel importante como fuente potencial de recursos energéticos. Las estimaciones mundiales actuales de hidratos de metano, incluyendo las zonas con permafrost y los sedimentos en los fondos oceánicos, fluctúan entre los 10.000 y los 40.000 tcm, aunque las reservas probadas de momento son de 370 tcm [Scott Dallimore, Kleinberg and Brewer, Sloan, Ryo Ohmura].

### 2.2.5 ARENAS BITUMINOSAS (OIL SANDS)

Consisten en formaciones que contienen hidrocarburos muy viscosos dentro de una matriz no consolidada de arena. Por métodos convencionales, estos hidrocarburos podrían ser catalogados como irrecuperables, pero si se someten a cierta temperatura pueden llegar a reducir su viscosidad lo suficiente como para obtener flujos de producción económicamente aceptables. Por esta razón, tecnologías que aplican calor in situ se presentan como una solución práctica y económica para recuperar esos hidrocarburos. Canadá lidera el impulso de la industria petrolera en la explotación de las arenas bituminosas. El distrito de Alberta cuenta por sí solo con aproximadamente 175 000 Mbbl en reservas, una cifra equiparable a las reservas convencionales en Arabia Saudita (CONAMA 2011, figura 1).

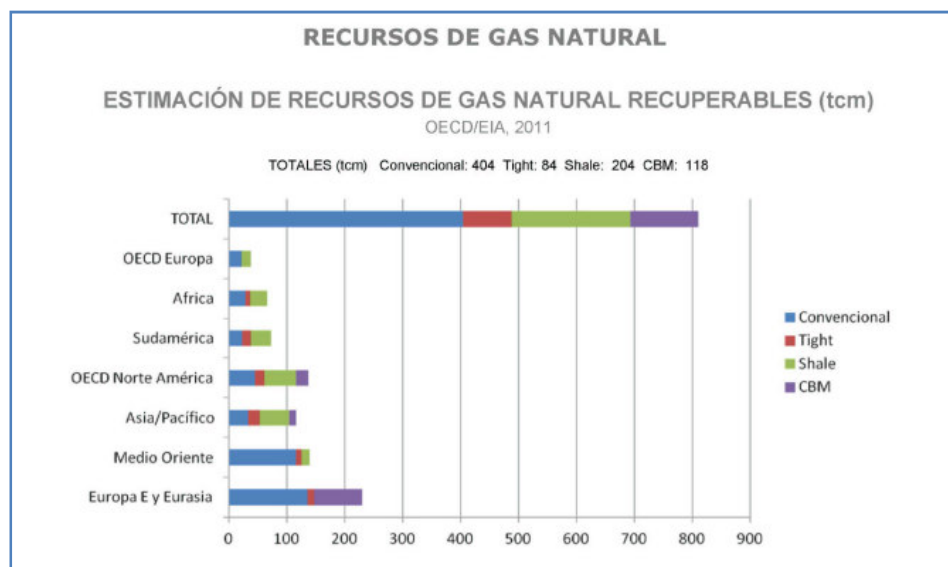


Figura 1: Estimación de recursos mundiales de gas (convencional y no convencional) recuperables (Datos de partida: OECD/IEA, 2011).

## 2.3 Génesis de los yacimientos de lutitas

Como ya se mencionó al principio de este apartado, las lutitas son la forma de roca sedimentaria más abundante en la corteza terrestre, representando aproximadamente al 60% de éstas. Son generadoras de hidrocarburos, tanto convencionales como no convencionales, debido al contenido en materia orgánica que poseen. Se las denomina a menudo lodolitas o fangolitas (*mudstones*) ya que se formaron a partir de lodo, aunque la diferencia fundamental con éstas radica en su estructura. En cuanto al cómo se formaron, debemos distinguir entre la formación del yacimiento en sí, es decir, el origen de las lutitas, y la formación del gas natural.

### 2.3.1 GÉNESIS DE LAS LUTITAS

Las lutitas son rocas formadas por la acumulación de granos finos, consecuencia de la compactación de partículas del tamaño de los limos y las arcillas. Estas partículas fueron depositándose lentamente en ambientes someros como lagos o el propio fondo marino, hasta quedar completamente enterrados en profundidad en un proceso de millones de años. Las lutitas con mayor interés son aquellas que tienen la capacidad de producir hidrocarburos, es decir, las que poseen relativamente grandes cantidades de materia orgánica. La condición complementaria que se tiene que dar para que estas formaciones conserven los sedimentos orgánicos en su matriz es que en los ambientes de deposición no existiera (prácticamente) oxígeno.

Durante el devónico, que empezó aproximadamente hace 395 Ma, se dieron condiciones óptimas para la formación de depósitos de lutitas: clima cálido, niveles del mar elevados, y gran cantidad de la Tierra estaba cubierta por mares tropicales. Sin embargo el devónico no fue el único periodo donde se originaron; se han identificado lutitas con material orgánico que datan del precámbrico (hace más de 570 Ma), y la mayoría de yacimientos gasíferos que cumplen las condiciones de madurez térmica requeridas para que su explotación sea rentable, fueron formados durante un rango de tiempos que va desde el ordovícico (hace 500 Ma) hasta finales del pensilvaniense (hace 280 Ma).

La génesis de las lutitas es un proceso lento; la acumulación de unos pocos centímetros de partículas arcillosas y material orgánico puede llevar miles de años. Los restos de animales, organismos, plantas y algas (fundamentalmente lípidos y lignina), se depositan en el fondo de lagos y océanos, y a medida que se va acumulando más material, el lodo subyacente se compacta poco a poco y empieza a producirse un enterramiento. Posteriormente se produce una litificación: el peso de las capas superiores de sedimentos que siguen depositándose continuamente hacen que los líquidos sean expulsados y la lodolita se compacte.

La materia orgánica se empieza a descomponer y se transforma en kerógeno, insoluble en agua, por acción del progresivo incremento de la temperatura y la presión. El kerógeno es el ingrediente principal en la generación de hidrocarburos, y se hablará de él con más detalle en las páginas siguientes, pero cabe mencionar aquí que según el tipo de kerógeno se generarán unos productos específicos (petróleo, gas húmedo, gas seco).

Así pues los yacimientos de lutitas se originan a partir de un proceso de enterramiento, una compactación de los sedimentos o litificación, y una lenta transformación de millones de años en la que la materia orgánica, si existe, se transforma en hidrocarburos.

### 2.3.2 GÉNESIS DEL GAS

El gas natural suele encontrarse asociado a formaciones geológicas petrolíferas. No obstante, también puede encontrarse en yacimientos en los cuales sea el único hidrocarburo ocupante. El componente fundamental del gas natural es el metano ( $\text{CH}_4$ ) que en general sobrepasa el 85% de contenido en volumen. Otras parafinas con pesos moleculares más altos, tales como etano, propano y butano, pueden estar contenidas en cantidades más bajas. Otro componente común es el dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ), así como las trazas de algunos gases como el helio y el nitrógeno. Éstos últimos son considerados contaminantes, por lo que es deseable que si se presentan sea en cantidades muy pequeñas. La composición general del gas natural se muestra en detalle en la tabla 1.

La composición del gas natural puede variar según su génesis. De estas variaciones surgen una serie de definiciones que conviene mencionar llegados a este punto: el término "lean gas", así llamado por los norteamericanos, se refiere al tipo de gas natural en el que el metano es el mayor constituyente. "sour gas" (gas agrio) es el que contiene sulfuro de hidrógeno, mientras que "sweet gas" (gas dulce) es el que no contiene azufre. El "residual gas" (gas residuo) es aquel del cual la mayor parte de hidrocarburos pesados ya ha sido extraída, si bien el "casing head gas" es el gas derivado del petróleo que se separa de éste en nada más salir del pozo (en el *choke line*). "Wet gas" (gas húmedo), es otro término usado para referirse al tipo de gas natural que contiene cantidades considerables de moléculas de hidrocarburos más largos, es decir, el que ha estado expuesto a menos 'cracking' térmico y es menos maduro, mientras que su análogo es denominado "dry gas" (o gas seco). El "wet gas" y "dry gas", se diferencian por su grado de madurez. Para establecer unos márgenes más claros entre estas dos clases, en Estados Unidos se dice que un gas es seco si éste contiene menos de 0,1 gal de parafinas de mayor peso molecular (vapores de gasolina) en 1 000 pies cúbicos del gas ( $1 \text{ galón} = 3,78 \text{ litros}$  y  $1 \text{ 000 ft}^3 = 0,028 \text{ m}^3$ ), mientras que un gas es húmedo si presenta una cantidad de parafinas mayor de 0,1 gal/1.000  $\text{ft}^3$ .

Tabla 1. Componentes del gas natural

Componente	Fórmula	% en Vol.
Metano	CH <sub>4</sub>	> 85
Etano	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	3 - 8
Propano	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	1 - 5
Butano	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	1 - 2
Pentano <sup>+</sup>	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	1 - 5
Dióxido de carbono	CO <sub>2</sub>	1 - 2
Sulfuro de hidrógeno	H <sub>2</sub> S	1 - 2
Nitrógeno	N <sub>2</sub>	1 - 5
Helio	He	< 0,5

*Pentano<sup>+</sup>: Incluye moléculas más pesadas (benzeno y tolueno entre ellas).*

Tenga la composición que tenga, el gas natural se origina a partir del proceso de maduración del kerógeno. Enlazando con lo expuesto anteriormente, el kerógeno es la sustancia que proviene de la descomposición de la materia orgánica cuando ésta va quedando enterrada en condiciones anóxicas. El kerógeno se clasifica según la procedencia de la materia orgánica que lo ha originado, y según esto podemos distinguir 4 tipos de kerógeno, representados en el diagrama de Van Krevelen (figura 2). En el eje de abscisas se representa el ratio carbono/oxígeno mientras que en el eje de ordenadas se usa el ratio carbono/hidrógeno.

Según este diagrama, los kerógenos de Tipo I y II proceden de ambientes marinos o lacustres, y tienden a producir petróleos; los de Tipo III, proceden de ambientes terrestres, y tienden a producir gas. El Tipo IV se considera sin potencial para producir hidrocarburos, ya que tiene muy bajo contenido en hidrógeno. Procede de materia orgánica residual.

Así pues, los kerógenos ricos en hidrógeno desempeñan un papel más importante en la generación de petróleo, mientras que aquellos con bajo contenido en hidrógeno generarán gas.

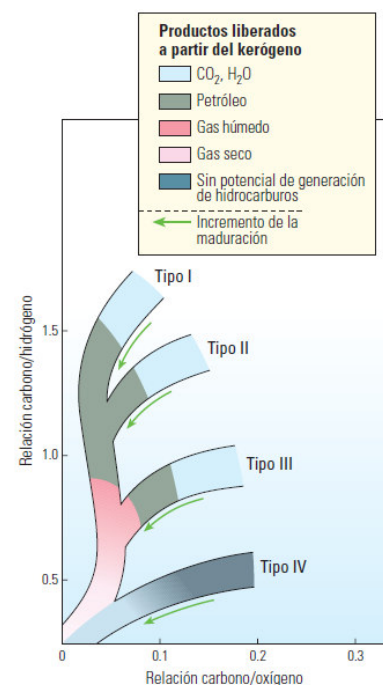


Figura 2: Diagrama de Van Krevelen (Fuente: Schlumberger).

Mientras se va sepultando, el kerógeno se ve sometido a un rango de temperaturas y presiones ascendentes. A mayor profundidad, mayor transformación según los gradientes térmico y de presiones. Las etapas de maduración del kerógeno se ven reflejadas en el diagrama de la figura 3. Durante la Diagénesis, la temperatura es inferior a 50 °C, y en esta etapa puede producirse metano biogénico procedente de bacterias: éstas se nutren de la materia orgánica de los sedimentos, la digieren, y producen el gas biogénico. Posteriormente en la Catagénesis aumenta la temperatura (50 - 150 °C) y la presión de confinamiento, lo que produce la rotura de los enlaces químicos en la lutita y el kerógeno ("cracking térmico"). En esta etapa es donde se producen los hidrocarburos líquidos, es decir, el petróleo, y también el metano húmedo. Si el sepultamiento continua, las condiciones de temperatura y presión siguen ascendiendo se llega a la Metagénesis: el kerógeno es transformado en carbono debido a los cambios químicos y al calor. Se produce metano seco, además de otros gases como CO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub>, y H<sub>2</sub>S.

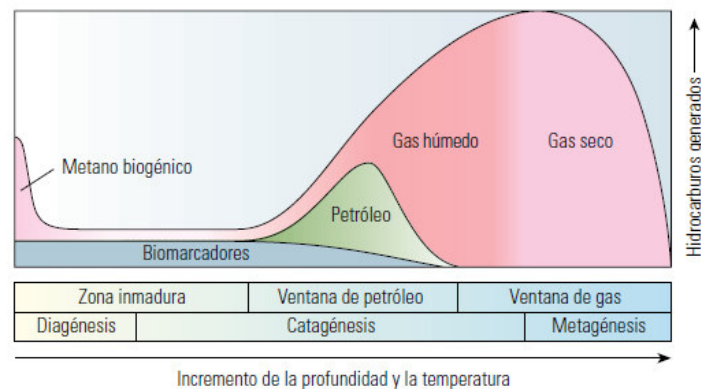


Figura 3: Etapas de maduración del kerógeno. Oil and gas windows (Fuente: Schlumberger).

Aunque el origen del gas natural sea el kerógeno, hemos visto que hay dos formas en las que el metano puede generarse: metano biogénico y metano termogénico. El metano biogénico procede de la actividad microbiana. Se genera por tanto en las fases tempranas de la maduración, cuando las temperaturas no superan los 50 °C y las bacterias pueden desarrollar procesos vitales. El termogénico se genera por la acción del "cracking" térmico, que necesita de temperaturas de hasta más de 150 °C, y unas condiciones de presión mucho mayores.

Sea biogénico o termogénico, el gas puede ser encontrado en los yacimientos de shale de tres formas distintas:

- *Gas libre: es el gas acumulado en los poros, fracturas naturales, y otros espacios libres dentro de la roca.*
- *Gas adsorbido: las moléculas de gas se adhieren eléctricamente a las partículas de arcilla y de materia orgánica de la roca.*

- *Gas disuelto: pequeñas cantidades de gas se encuentran disueltas en la materia orgánica de la roca.*

El gas libre suele ser la fuente mayor de producción en comparación con el gas adsorbido y el gas disuelto en los yacimientos de shales. Por lo general, el gas de lutitas es un gas seco que contiene entre un 60 % y un 95 % en volumen de metano, aunque algunas formaciones producen también gas húmedo.

## **2.4 Estructura y mineralogía de las lutitas**

Hay que tener presente que las lutitas se diferencian del grupo de las lodolitas (*mudstones*) en una característica estructural: presentan laminaciones. Esto quiere decir que su estructura está formada por finas láminas que crean estratificaciones y que aportan otra propiedad importante, la fisibilidad. Que una roca sea fisible equivale a decir que tiene la capacidad de quebrarse en láminas en el sentido de su propia estructura laminar.

La propiedad de quebrarse (fracabilidad), sin embargo, también depende de la composición de cada lutita en particular y de sus propiedades mecánicas. Algunas de estas rocas contienen mayores cantidades de sílice o carbonatos, lo que las hace más frágiles, y por lo tanto son más fáciles de romper que otras con mayor cantidad de arcilla, que tienen a deformarse o abombarse antes que partirse. Los diagramas de mineralogía nos permiten identificar el tipo de comportamiento que va a tener la roca según las cantidades de arcilla, sílice y carbonatos que ésta presente en su estructura (figura 4). Cuanto más cerca del vértice de las arcillas nos encontramos en el diagrama significa que la roca tiene más contenido de arcillas en su estructura, y será más dúctil. Los carbonatos y el cuarzo, por el contrario, aportan fragilidad, y son interesantes para asegurar la fracabilidad. Las lutitas más productivas en EEUU tienen al menos un 40 % de sílice en su composición. Los contenidos en arcilla de más del 40 % producen que la estimulación sea mala o ineficiente.

Las lutitas se asocian frecuentemente a deslizamientos de tierra. Suele presentar una baja resistencia al corte, y especialmente con condiciones de humedad. Si se sobrecarga puede originar fallas. Algunas lutitas se hinchan en presencia de agua y son más problemáticas que otras. Esto se debe a ciertos tipos de arcilla que se hinchan en presencia de agua (*swelling clays*).

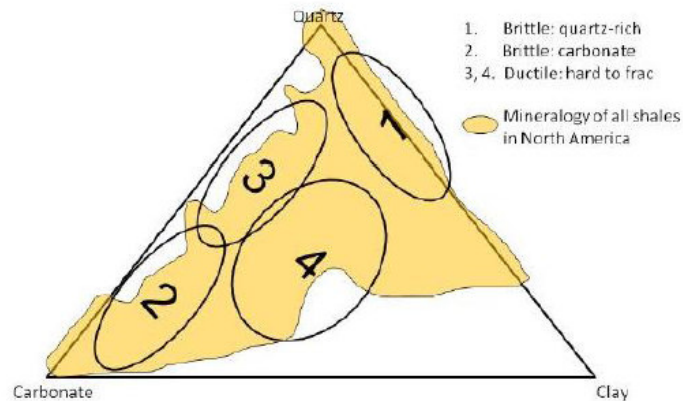


Figura 4: Diagrama de mineralogía

Las partículas arcillosas que forman las lutitas provienen principalmente de minerales arcillosos como la illita, la caolinita y la esmecita. Usualmente pueden encontrarse cuarzo, feldespato y sílice en partículas de tamaños similares a los de las arcillas, pero en porcentajes mucho menores. Otros constituyentes que pueden hallarse en la constitución de las lutitas son partículas de material orgánico, minerales carbonatados, óxidos, sulfuros (pirita), y algunos elementos pesados (molibdeno, uranio, vanadio y zinc). La presencia de todos estos minerales en los depósitos de *shale* viene determinada por el ambiente bajo el cual se formó el yacimiento millones de años atrás.

En general pueden distinguirse dos variedades de lutitas en función del color; unas presentan un color oscuro o negro ("Black shales"), y las otras son las de colores más claros ("Light shales"). Las primeras se formaron en ambientes con muy poco o nada de oxígeno, lo que impidió que la materia orgánica se descompusiera, y por eso presentan colores oscuros. Tan sólo entre un 1% y un 2% de materia orgánica es necesario para darle el característico color negro o gris oscuro a la roca que nos permite identificar su potencial como generador de hidrocarburos.

La presencia de grandes cantidades de oxígeno en los ambientes de formación provoca que la materia orgánica se descomponga y no adquiera colores oscuros. El color es por tanto un indicador de la cantidad de oxígeno presente en el ambiente de formación. La presencia de pirita también es un indicador de la cantidad de oxígeno, ya que este sulfuro se forma en condiciones reductoras, y además esté presente en muchos yacimientos de lutitas.



## 2.5 Propiedades mecánicas

### 2.5.1 ELASTICIDAD Y ANISOTROPÍA

La anisotropía es la propiedad de la materia según la cual las propiedades físicas de ésta pueden variar al ser examinadas en las diferentes direcciones del espacio. Si un material presenta anisotropía, sus características físicas variarán según la dirección en la que se observen. Las formaciones de *shale gas* exhiben una anisotropía significativa. Las propiedades elásticas están estrechamente relacionadas con la cantidad de materiales blandos contenidos en las lutitas (arcillas y materiales orgánicos), y la distribución anisotrópica también está ligada a la elasticidad. El estudio de esta propiedad en las formaciones de lutitas es de vital importancia a la hora de fracturar, ya que la dirección en la que se orientan las fracturas es determinada, además de por los esfuerzos principales in situ, por la anisotropía de la roca.

En el caso de una arenisca o un carbonato (figura 5) la dirección de las fracturas es paralela al esfuerzo máximo horizontal ( $\sigma_H$ ), ya que estas rocas presentan una baja anisotropía:

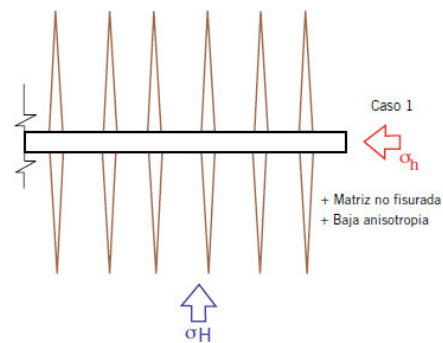


Figura 5: Caso de carbonatos o areniscas con baja anisotropía (Fuente: Petrotecnia)

En cambio en una lutita, la alta anisotropía provoca que exista una red de planos de clivaje o ruptura que cambian la orientación de las fracturas, pues éstas tienden a propagarse por estos planos (figura 6).

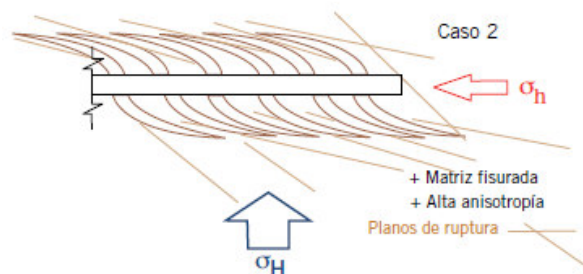


Figura 6: Caso de una lutita con fuerte anisotropía (Fuente: Petrotecnia)

Así, en el caso de pozos horizontales con fracturas ortogonales, éstas pueden llegar a ser longitudinales o albeadas, casi paralelas a la dirección del pozo.

En general, el impacto de la presencia de fracturas naturales o fisuras, y una gran anisotropía en la roca originan:

- *Propagación de fracturas normales al esfuerzo horizontal máximo ( $\sigma_H$ ).*
- *Un esfuerzo horizontal diferencial por anisotropía muy bajo.*
- *Amplia red de fracturas secundarias (nube de fracturas).*

Para evaluar la anisotropía de una roca es necesario realizar ensayos geomecánicos sobre núcleos extraídos del yacimiento en cuestión. La dirección desde la cual se extrae el núcleo debe ser tomada en cuenta puesto que la anisotropía varía con respecto a la dirección.

### 2.5.2 FRACABILIDAD

Hay dos factores fundamentales que condicionan la capacidad de una lutita para fracturarse: la presencia de minerales duros, y la presión interna de la lutita.

La presencia de minerales duros como el sílice, y en menor medida la calcita, implica una mayor facilidad para que se produzcan fracturas, dado que estos minerales aportan fragilidad a la lutita. Las arcillas, sin embargo, tienden a absorber más las presiones y acaban doblándose en lugar de partirse cuando se les aplica una presión hidráulica. Un alto contenido en arcillas implica por tanto que la lutita sea dúctil, como ya se ha explicado. Por lo tanto, las formaciones de *shale* ricas en sílice son candidatas óptimas para la fracturación hidráulica.

En cuanto a la presión interna, cabe indicar que durante la formación de gas natural en la lutita se va aumentando su presión. Esto se debe a que las condiciones de baja permeabilidad impiden que la mayor parte del gas generado pueda escapar, quedando atrapado en poros como gas libre o adhiriéndose a la superficie de la materia orgánica como gas adsorbido, incrementando la presión interna. Cuanto mayor sea la presión interna, con más facilidad se producirán las fracturas, ya que la formación estará más cerca de su presión de ruptura.

Otro aspecto clave en el desarrollo de yacimientos de *shale* es la existencia de fracturas naturales y de planos de debilidad que pueden dar lugar a geometrías de fractura complejas durante la estimulación.

## 2.6 Propiedades geoquímicas

Las propiedades geoquímicas de las lutitas deben ser determinadas con objeto de identificar el potencial del yacimiento de interés. Estas propiedades se identifican en el laboratorio a partir de núcleos obtenidos directamente del propio yacimiento, aunque también pueden ser identificadas in situ gracias a sensores de fondo de pozo. No obstante, para calibrar dichos sensores, los ingenieros necesitan previamente muestras de núcleos para crear unos registros de datos a partir de los cuales sintonizar los aparatos de medida.

Las propiedades geoquímicas más importantes que determinan la capacidad de un yacimiento para producir son: Carbono Orgánico Total (TOC), volumen y capacidad de gas, permeabilidad y madurez térmica.

### 2.6.1 TOC (CARBONO ORGÁNICO TOTAL)

Las lutitas contienen carbono orgánico e inorgánico. El carbono orgánico procede de la materia orgánica, y una forma de medir la cantidad de ésta presente en la lutita es mediante la determinación del contenido total en carbono orgánico.

Tabla 2. Potencial en función del TOC

TOC (% en peso)	Potencial de los recursos
<0,5	Muy pobre
0,5 - 1	Pobre
1 - 2	Medio
2 - 4	Bueno
4 - 10	Muy bueno
>10	Desconocido

Los objetivos interesantes de exploración suelen variar entre un 2% y un 10% de índice TOC (tabla 2). Una cantidad de carbono orgánico superior al 10% generalmente indica que la roca es demasiado inmadura para el desarrollo de gas. Para determinar el carbono orgánico total, se toma una muestra del yacimiento y se somete a una prueba de combustión. Primero, se trata la muestra con ácido fosfórico para eliminar el carbono inorgánico, y posteriormente se quema en un horno a 1350°C en un ambiente rico en oxígeno. El CO<sub>2</sub> resultante se mide con una celda de detección infrarroja situada a la salida del horno, y el contenido volumétrico se

transforma a % en peso. Se ha de tener en cuenta que el índice TOC puede variar considerablemente de una parte del yacimiento a otra.

### 2.6.2 VOLUMEN Y CAPACIDAD DE GAS

El gas en los yacimientos de shale puede encontrarse de tres maneras distintas: libre, en poros y huecos intersticiales; adsorbido en la superficie del kerógeno; y en pequeñas cantidades, disuelto en la materia orgánica de la roca. El volumen total del yacimiento (GIP) es la suma de todas estas cantidades. A medida que se va produciendo (explotando) el gas libre del yacimiento, la presión en los poros se reduce, y el gas absorbido será liberado o desorbido, desde la superficie del kerógeno, aunque la desorción también es función del tamaño de poro de la lutita, y ha de ser tenido en cuenta cuando se calcula el potencial de producción.

La cantidad de gas total (GIP) se calcula a partir de núcleos, que nada más cortados, son inmediatamente sellados en cartuchos y enviados al laboratorio para su análisis. Una vez allí, el gas es extraído de los cartuchos para su medición volumétrica y su análisis composicional en función del tiempo. La representación gráfica del gas producido a lo largo del tiempo permite estimar el GIP de la muestra de núcleo en condiciones de yacimiento.

El volumen de gas adsorbido también es medido a partir de relaciones de presión que estiman el potencial de adsorción de la roca. Con este fin, se realiza otro ensayo en el cual la muestra es pulverizada para aumentar la superficie de contacto y posteriormente se calienta para que pierda todo el gas adsorbido. Luego la muestra se somete a metano a temperatura constante pero presiones cada vez más elevadas.

El volumen adsorbido por la muestra se representa mediante una isoterma de Langmuir (figura 7), medido en pies cúbicos estándar por tonelada (pc/ton, o bien sfc/ton). Una vez se obtiene la isoterma, es posible estimar la capacidad de almacenamiento de la roca a partir de una referencia de la presión de poro de la formación (la cual representa a la presión del yacimiento in situ).

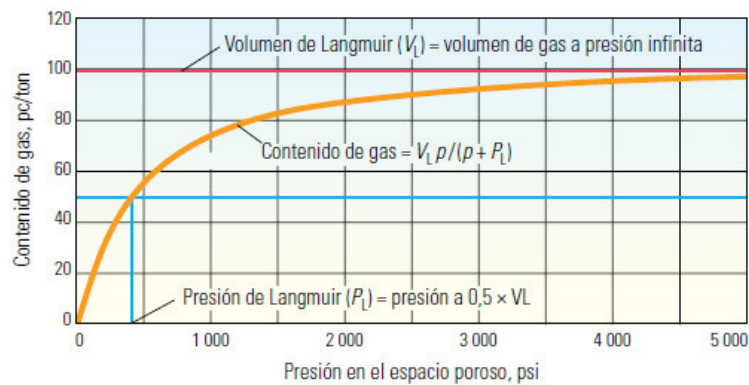


Figura 7: Isoterma de Langmuir y capacidad de almacenamiento del gas (Fuente: Schlumberger).

Los ingenieros calculan el volumen de gas adsorbido a partir de las Isotermas de Langmuir y de los índices TOC obtenidos de las muestras de núcleos. El volumen de gas libre en cambio se estima usando datos de los registros (*logs*) como la porosidad efectiva y el nivel de saturación de gas.

Utilizando las isotermas de Langmuir también se puede determinar el GIP total para un yacimiento específico, en función de la presión (figura 8). A medida que la presión aumenta, el gas de los poros aumenta proporcionalmente. En la mayoría de los yacimientos que producen en la actualidad, el gas se obtiene del almacenamiento en poros. El gas adsorbido cobra importancia a medida que la presión dinámica en el fondo del pozo disminuye.

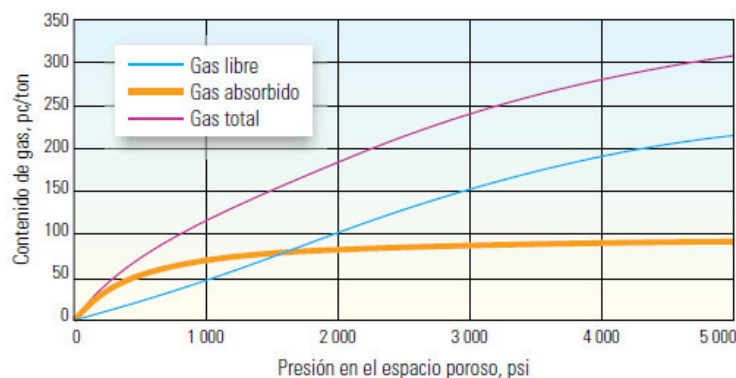


Figura 8: Cantidades de GIP mediante isotermas de Langmuir (Fuente: Schlumberger).

### 2.6.3 MADUREZ TÉRMICA

La madurez térmica es función de la historia deposicional. La vitrinita es el material que compone la pared celular y los tejidos leñosos de los vegetales preservados en la roca, y va experimentando cambios a medida que se va sometiendo a temperaturas y presiones cada vez más elevadas. Entre las alteraciones irreversibles que experimenta la vitrinita, una de ellas es

que aumenta su reflectancia. La medición de la reflectancia de la vitrinita ( $R_0$ ) se desarrolló originalmente para clasificar la madurez del carbón.

La reflectancia  $R_0$  se determina mediante mediciones con microscopio de al menos 30 granos de vitrinita de una muestra de roca madre. Los valores de  $R_0$  generalmente varían entre el 0 % y el 3 %; un valor de  $R_0$  mayor de 1,5 % es indicador de que la roca madre genera gas seco, y por tanto un indicador positivo; los valores entre un 0,8 % y un 1,1 % indican gas húmedo; entre un 0,6 % y un 0,8 % indican petróleo. Anteriormente se consideraba que entre 0,6 % y 1,1 % eran indicadores negativos, pero hoy en día ya ha habido éxitos en la producción de petróleo y condensados a partir de yacimientos de lutitas. Un valor por debajo de 0,6 % indica que el kerógeno es aún inmaduro que no ha estado suficiente tiempo expuesto a temperaturas para que se produzca la conversión de su materia orgánica en hidrocarburos.

Puede estimarse la reflectancia si se conoce la temperatura de la formación objetivo mediante la siguiente fórmula:

$$R_0 \% = 0,018 \cdot T_{\text{máx}} - 7,16$$

Donde la  $T_{\text{máx}}$  es la temperatura máxima medida a la profundidad de la muestra, aunque a medida que aumenta la madurez se vuelve más imprecisa.

#### 2.6.4 PERMEABILIDAD

Una de las características de las lutitas es su baja permeabilidad. Normalmente la permeabilidad del gas en una lutita suele variar entre  $10^{-3}$  mD y  $10^{-7}$  mD. Para hacerse una idea de lo bajas que son estas permeabilidades, hay que tener en cuenta que un yacimiento convencional suele tener cientos de milidarcies. Es una de las propiedades más difíciles de determinar por los ingenieros y los petrofísicos.

La permeabilidad es función de la porosidad efectiva, la saturación en hidrocarburo, y la mineralogía. Para medirla en una roca convencional, los ingenieros fuerzan fluidos a través de las muestras y miden el volumen y las velocidades, pero la permeabilidad del orden de nanodarcies de las lutitas hacen que estos procedimientos resulten inútiles a la hora de caracterizarlas.

Análisis han sido desarrollados sobre rocas compactas con la técnica de pirólisis para cuantificar permeabilidades ultra bajas en formaciones no convencionales. Esta técnica también proporciona otros datos importantes como la densidad aparente y de granos, porosidad total y efectiva, saturación de agua y de hidrocarburo, porosidad ocupada por gas, saturación de hidrocarburos ligados y volumen de agua ligada a las arcillas.

Existen otras pruebas de estimación de la permeabilidad, consistentes en inyectar nitrógeno en periodos de corta duración en la formación y analizar posteriormente las caídas de presión. La ventaja de estas pruebas es que proporcionan una estimación no sólo de la permeabilidad de la matriz sino también de las fracturas naturales existentes en el yacimiento.

## **2.7 Situación actual del Shale Gas en el Mundo, en Europa, y en España**

### **2.7.1 EL BOOM EN ESTADOS UNIDOS**

La situación actual mundial en materia de hidrocarburos ha cambiado radicalmente desde que EEUU comenzara a explotar el *shale gas*. Norteamérica está viviendo un periodo de auge gracias a la fracturación hidráulica, que ha solventado la escasez de gas que el país sufría. La producción de gas procedente de esquistos de pizarras se ha multiplicado exponencialmente desde 2005, y las predicciones para los próximos años son muy favorables. En el año 2000, este tipo de energía solo representaba un 2 % del total de gas producido en EEUU, y en 2010 esta cifra se elevó hasta un 23 %. Para 2035 se prevee que pueda alcanzarse el 49 % según la IEA (*International Energy Agency*). Además, la IEA y el OCDE pronostican que EEUU se convertirá en el país líder en producción de gas en el 2020.

Y no solo eso, sino que se calcula que en un plazo de 10 años, Estados Unidos será exportador neto de gas, según las previsiones del DOE (*Department Of Energy*). Como consecuencia de ello, los precios del gas han caído en Norteamérica, y la población se ha beneficiado de ello de forma que un 55 % de los hogares del país utiliza calefacción de gas. Con respecto a la Unión Europea, donde el precio del gas está en torno a los 10 \$/Mbtu, en EEUU el precio descendiendo hasta los 3 \$/Mbtu. Tras los mercados europeo y americano, el asiático es la tercera potencia, con precios en torno a los 17 \$/Mbtu. El fenómeno del *shale gas* ha permitido que el precio en el mercado americano sea mucho más competitivo que en Europa y Asia, lo que ha despertado el interés de muchos países por explotar sus recursos de gas de lutitas. En el

último informe de la EIA realizado hacia mediados de 2013, se estimaron las reservas mundiales de *shale gas* y *shale oil* técnicamente recuperables.

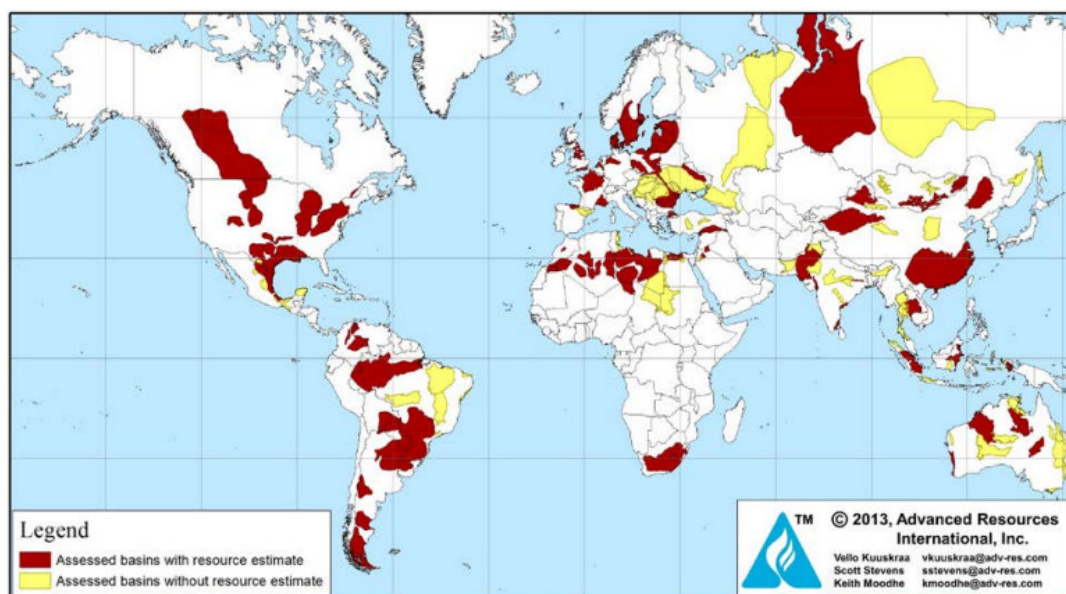


Figura 9: Cuencas de shale con estimación y sin estimación de recursos (Fuente: EIA report June 2013).

El informe comprende un total de 41 países, 95 cuencas, y 137 formaciones de lutitas, y los resultados mostraron un incremento de las reservas mundiales del 10% con respecto a 2011, cifrando la cantidad de gas presente en estos yacimientos en 7 299 tcf, o lo que es lo mismo unos 206,6 tcm (tabla 3). Y respecto a la cantidad de *shale* y *tight oil*, se estimaron unos 345 Bbbl.

Tabla 3. Ranking de países con mayores reservas técnicamente recuperables de shale gas

País	Trillones de piés cúbicos	Billones de metros cúbicos
China	1 115	31 554
Argentina	802	22 697
Algeria	707	20 008
Estados Unidos	665	18 819
Canada	573	16 216
Mexico	545	15 423
Australia	437	12 367
Suráfrica	390	11 037
Rusia	285	8 065
Brasil	245	6 933
<b>Total</b>	<b>7 299</b>	<b>206 562</b>



### 2.7.2 EUROPA

A pesar de que solo Rusia se encuentra entre los países con mayores recursos de gas en Europa, según la EIA norteamericana existen yacimientos en el continente que podrían albergar trillones de metros cúbicos de *shale gas* almacenado en cuencas que se reparten en varios estados de la Unión Europea. No obstante, aún se desconoce la localización exacta de las reservas, cuál es su verdadera magnitud, y si son o no económicamente explotables.

Actualmente no están siendo llevadas a cabo operaciones de perforación comerciales, sin embargo la Comisión Europea ha afirmado que podrían empezarse en 2015. Mientras tanto, las perforaciones exploratorias que están llevándose a cabo en Reino Unido, Polonia, Alemania, Rumanía, Dinamarca y Hungría tienen como objetivo determinar el verdadero valor potencial energético del *shale gas* en la Unión Europea.

La Unión Europea ha delegado la decisión de explorar a cada estado, lo cual significa que cada gobierno puede optar por realizar actividades exploratorias en su territorio o no hacerlo. Algunos países, entre ellos Holanda, República Checa, Francia, Bulgaria y Luxemburgo, han establecido moratorias anti-fracking a pesar de conocerse la presencia de recursos importantes de lutitas bajo sus territorios. En otros muchos países, se ha dado luz verde a la exploración en busca de *shale gas*, y en algunos de ellos, como ya hemos citado, ya han comenzado estas actividades exploratorias.

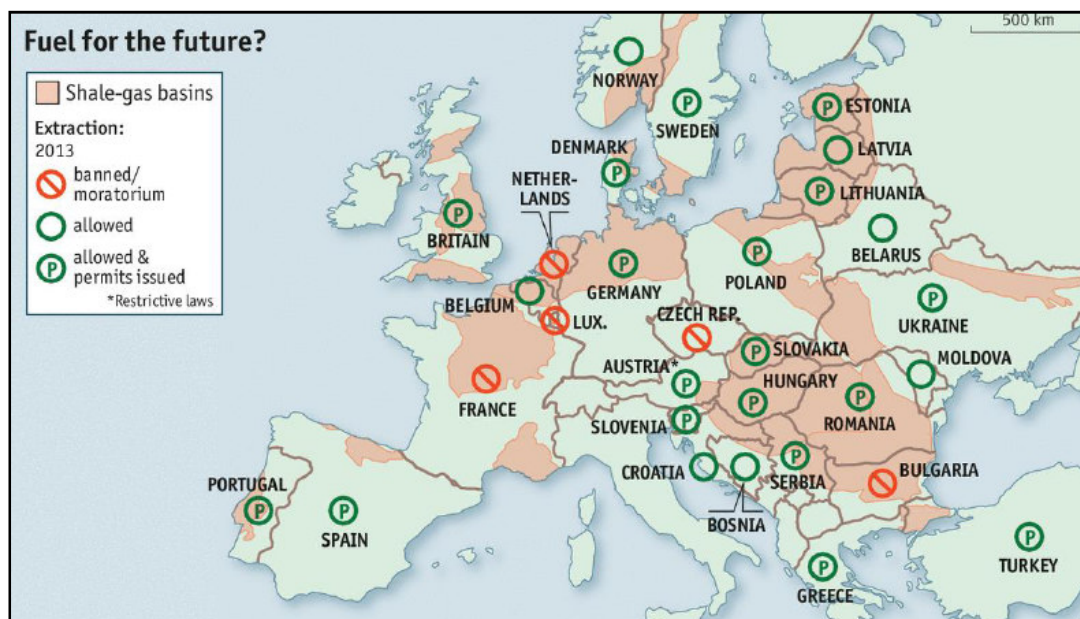


Figura 10: Situación respecto al shale gas en Europa, finales de 2014 (Fuentes: IEA; KPMG)

### 2.7.3 ESPAÑA

En el caso de España, las implicaciones que tendría la exploración del gas no convencional son enormes y podrían tener una gran trascendencia energética. Hoy en día producimos unos dos millones de barriles de petróleo y treinta millones de metros cúbicos de gas al año, mientras que importamos más de 500 Mbbl de petróleo y 37, bcm de gas (tabla 4). El Estado español gasta de media casi 150 millones de euros al día (147M) en estas importaciones de petróleo y gas, al año unos 54 000 millones de euros (4,5 % del PIB). Somos dependientes en un 99 % de otros países en combustibles fósiles. Además de esto, las importaciones españolas de gas proceden fundamentalmente del norte de África, región convulsa desde el punto de vista socio-político, por lo que la seguridad física de los gaseoductos podría estar comprometida.

Pero esto no quiere decir que importemos hidrocarburos porque no tengamos en nuestro subsuelo. Tan solo con las reservas que existen bajo el suelo de la cuenca cantábrica y la parte oriental de Castilla y León se podría cubrir la demanda nacional de gas durante 30 años. En esta cuenca existen reservas importantes de *shale gas* y CBM, a parte de los hidrocarburos que se llevan explotando desde hace años en el yacimiento de Ayoluengo, en Burgos. Y todo ello sin tener en cuenta otras zonas del territorio español que no han sido investigadas debidamente y donde se cree, por evidencias indirectas, que pueden existir hidrocarburos.

Además, la generación de electricidad mediante *shale gas* produce un 40 % menos de emisiones de efecto invernadero que las centrales térmicas de carbón.

#### *Recursos prospectivos en España*

En marzo de 2013 la ACIEP (Asociación Española de Compañías de Investigación, Exploración y Producción de Hidrocarburos) publicó un informe con los recursos prospectivos de hidrocarburos existentes en España en el cual se incluía la estimación de los volúmenes de *shale gas*. Las estimaciones, realizadas por la consultora Gessal, están basadas en el conocimiento geológico (diagrafías de sondeos, densidad promedio, cantidades de gas libre y adsorbido...) de cada dominio y según unos rangos de probabilidad mínimo, medio y máximo. El resultado incluía los volúmenes para los distintos tipos de recursos no convencionales, pero para nuestro interés nos quedaremos con el del *shale gas*, que es además muy superior a los demás. Según los resultados de Gessal, España cuenta con unos recursos

prospectivos de gas natural almacenado en lutitas de unos 1 977 bcm (tabla 5). Con esta cantidad de gas España tendría abastecimiento para unos 58 años.

Tabla 4: Consumo anual en España de hidrocarburos

Hidrocarburo	Consumo anual
Gas	37,5 BCM
Petróleo	525 MBO

Tabla 5: Recursos prospectivos en España según Gessal, el COIMCE y la EIA

Recursos prospectivos de shale gas	Fuente y fecha
1 977 BCM	Gessal - ACIEP, marzo 2013
1 339 BCM	COIMCE, febrero 2013
226 BCM	U.S. EIA, junio 2013

### *Marco Legislativo*

La fracturación hidráulica está sometida a las vigentes Ley de Hidrocarburos (modificada en diciembre de 2014) y Ley de Evaluación del Impacto Ambiental. También está subordinada al Reglamento de Normas Básicas de Seguridad Minera. Su utilización conlleva solicitar permisos y presentar proyectos que pueden ser aprobados, modificados o rechazados por la Administración. Todas las actividades deben estar bajo seguimiento y pueden ser paralizadas en cualquier momento. Se exigen pruebas antes, durante, y posteriores a la perforación de un pozo donde se vaya a realizar fracturación hidráulica.

La principal modificación en la Ley de Hidrocarburos de diciembre del 2014 es que por primera vez en España se incentiva a las Comunidades Autónomas en las que se produzcan hidrocarburos con este tipo de proyectos que incluyen fracturación hidráulica. El objetivo es copiar el modelo inglés, de modo que los propietarios de los terrenos también se beneficien de la actividad de explotación (en este caso los beneficiarios son las CCAA).

\*En el capítulo 6 se detallan las características geológicas y el potencial de los recursos prospectivos de la cuenca Vasco-Cantábrica, el yacimiento más importante de shale gas en España hasta la fecha.

## 2.8 Tecnologías de recuperación actuales

Como se ha explicado en los previos apartados, los recursos de *shale gas* están comenzando a coger importancia de cara a un mercado energético en el que se espera que la demanda crezca en las próximas décadas. El desarrollo de las técnicas de la perforación horizontal y la fracturación hidráulica (o fracking) es crucial para la producción económica de las reservas de *shale gas*. Los éxitos en el yacimiento de Barnett Shale en Texas, actualmente el mayor yacimiento productor de este recurso en el mundo, y otros yacimientos productores en Estados Unidos han provocado que otros países de todo el mundo empiecen a investigar sobre sus yacimientos potenciales de lutitas.

El desarrollo de las perforaciones horizontales en combinación con la técnica de la fracturación hidráulica ha abierto muchas puertas a los productores de hidrocarburos permitiéndolos explotar formaciones geológicas donde sin la ayuda de estas tecnologías la recuperación de gas no sería rentable, especialmente en los yacimientos de lutitas. La aplicación de las técnicas de fracturación para estimular la producción de petróleo y gas comenzó a crecer en la década de los 50, aunque las primeras prácticas se realizaron con anterioridad. La aplicación práctica de la perforación horizontal para la producción de petróleo comenzó a realizarse a principios de los años 80, que coincide con el advenimiento de los motores de fondo y las mejoras tecnológicas en cuanto a materiales y telemetría. Hoy en día estas dos técnicas están muy desarrolladas y sus costes se han abaratado mucho.

### 3 Perforación horizontal

Durante toda la existencia de la industria del petróleo y el gas natural, las tecnologías de perforación han mejorado hasta el punto de permitir orientar la trayectoria del pozo haciendo girar la barrena para conseguir tramos de pozo horizontales. El propósito principal de un pozo horizontal es mejorar el contacto con el yacimiento, y por lo tanto estimular la productividad de éste. Especialmente en capas con poco o ningún buzamiento, la consecución de pozos horizontales que las atraviesen mejorará a gran escala el contacto superficial entre el revestimiento del pozo y la formación objetivo. Esto es altamente deseable en formaciones en las que los hidrocarburos no fluyen fácilmente debido a condiciones de baja permeabilidad. Las lutitas presentan estas condiciones, y el gas que contienen no puede ser extraído mediante tecnologías de explotación convencionales. El uso de la perforación dirigida no ha supuesto ningún perjuicio ambiental. Es más, no sólo no perjudica el medio ambiente sino que contribuye a mejorar las condiciones en superficie, ya que donde antes eran necesarios varios pozos, con la perforación dirigida pueden construirse desde una misma plataforma, evitando la ocupación de mucho terreno para las torres de perforación (figura 11). Esto reduce de manera significativa los impactos ambientales locales, tanto paisajísticos como incumbencias al tráfico, nubes de polvo, y ruido.



Figura 11: Deterioro paisajístico producido por la extracción de gas de manera convencional  
(Fuente: "Can we safely squeeze the rocks?")

Además del alivio en superficie, la perforación de pozos horizontales incrementa de manera muy significativa el drenaje de la formación. Como ejemplo, un pozo vertical del yacimiento Marcellus Shale en Pennsylvania es capaz de drenar el equivalente a un cilindro de unos 17 m de diámetro y unos 430 m de alto, mientras que un pozo horizontal puede extenderse hasta

más de 2 km de longitud dentro del yacimiento, y es capaz de drenar unas dimensiones de 17 m por 430 m por 2 km, y un área cuatro mil veces mayor de lo que drena un pozo vertical.

### 3.1 Origen de la perforación direccional y aplicaciones

La práctica de la perforación direccional se remonta a la década de 1920, cuando se introdujeron los métodos básicos de prospección de pozos. Estos métodos alertaron a los perforadores acerca del hecho de que los pozos supuestamente verticales en realidad se desviaban en trayectorias indeseadas. Con el fin de abordar estos problemas de desviación, los ingenieros idearon técnicas que permitieran mantener la dirección del pozo tan vertical como fuera posible. Esas mismas técnicas fueron empleadas posteriormente para desviar deliberadamente los pozos con el fin de intersectar reservas de difícil acceso.

Los primeros pozos direccionales perforados de forma intencionada proporcionaron soluciones correctivas a problemas surgidos durante la perforación: enderezamiento de pozos torcidos, desviación de la trayectoria de pozos en torno a tuberías atascadas, y perforación de pozos de alivio para controlar 'blowouts' (reventones).

Hoy en día, los operadores utilizan equipos de perforación sofisticados para perforar formaciones geológicas complejas, identificadas en base a datos sísmicos 3D. Las reservas previamente inaccesibles se han vuelto accesibles, y su producción rentable.

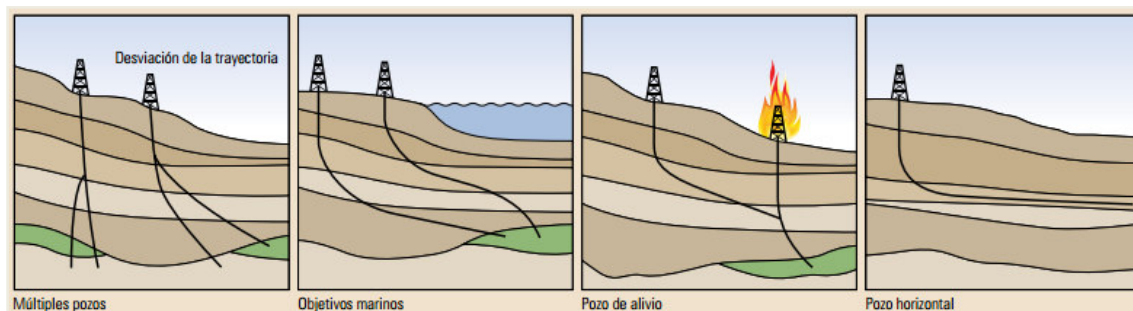


Figura 12: ejemplos de aplicaciones de pozos direccionales (Fuente: Oilfield Review).

#### 3.1.1 VENTAJAS SOBRE LOS POZOS CONVENCIONALES

Los pozos horizontales presentan ciertas ventajas sobre los pozos verticales debido a tres razones principales:

- *mayor exposición con el yacimiento, resultando en índices de productividad (PI) más altos;*

- *capacidad de conectar lateralmente yacimientos con discontinuidades, tales como fallas y fracturas;*
- *permite variar la geometría de drenaje.*

La mayor exposición con el yacimiento resulta de las largas secciones horizontales que pueden ser conseguidas, llegando en muchos casos a tramos superiores a los tres kilómetros. El índice de productividad (PI) es función de la longitud del yacimiento drenada por un pozo, por lo tanto los pozos horizontales en yacimientos muy extensos pueden tener productividades muy elevadas, aunque éstos también presentan declinaciones de la producción muy pronto. Como estimación del beneficio potencial inicial para pozos horizontales se usa el PIF, un factor de mejora en la productividad que compara la productividad inicial de un pozo horizontal y aquella para un pozo vertical en el mismo yacimiento, durante el flujo inicial radial:

$$PIF = \frac{L}{h} \sqrt{\frac{k_v}{k_h}}$$

donde:

L: longitud del yacimiento

h: espesor del yacimiento

$k_v$  y  $k_h$ : permeabilidades vertical y horizontal respectivamente.

La geometría y la calidad del yacimiento tendrán una influencia importante en si el pozo horizontal supone un beneficio comparado con uno vertical. En el caso de permeabilidades verticales muy bajas, el pozo horizontal producirá en cifras más bajas que con un pozo vertical. Además, en el caso de permeabilidades buenas, los pozos horizontales sufren una disminución de la producción con la longitud, es decir, la relación longitud-productividad tiene un punto óptimo, debido a la presión de fricción con la que tiene que enfrentarse el fluido durante su camino a la superficie.

Los pozos horizontales tienen también la ventaja de poder conectar lateralmente yacimientos con discontinuidades o yacimientos muy heterogéneos con zonas más ricas (*sweet spots*) intercaladas con otras de menor interés. Así, si la productividad de una de las zonas es mala, puede verse compensada por la de otra zona, y el pozo puede tener una buena productividad incluso con zonas de menor producción. Si un yacimiento está fracturado o separado por fallas donde se acumula el gas o hidrocarburo de interés, un pozo horizontal evitará la

necesidad de perforar múltiples pozos verticales para recuperar esos hidrocarburos mediante la conexión lateral de esas fallas o fracturas. Aunque la productividad inicial pueda variar con respecto a un pozo vertical, la recuperación final de un pozo horizontal es en la gran mayoría de los casos mucho mayor.

La tercera ventaja principal que aporta la perforación horizontal es que reduce los efectos de reducción de la productividad que causan los conos de deyección, gracias a la forma diferente en la que drena el pozo. Como resultado, se consigue una menor producción de agua junto con el crudo o el gas, lo cual reduce costes en procesado y a la hora de mantener la presión del yacimiento. En particular, esta ventaja supone un gran avance en situaciones donde el yacimiento es menor de 40 m en espesor, en las cuales se generaría con facilidad un cono de deyección mediante el uso de un pozo convencional.

### 3.1.2 POZOS MULTILATERALES

Una de las aplicaciones de los pozos horizontales son los pozos multilaterales. Éstos son los que implican la perforación de dos o más pozos horizontales desde un mismo pozo vertical. Un pozo multilateral permite el acceso a un mismo nivel de shale en distintas direcciones, y por lo tanto cubriendo distintas áreas. Esto reduce costos e incrementa la productividad de manera significativa. El primer pozo con ramificaciones multilaterales fue perforado en 1953, en el campo de Bashkiria, Rusia. El pozo principal contaba con 9 ramificaciones laterales que incrementaron la penetración en la zona productiva en 5,5 veces, y la producción en 17 veces, y sólo había costado 1,5 veces más que un pozo convencional.

### 3.1.3 PLATAFORMA DE PERFORACIÓN 'WELL PAD'

El término *pad* se refiere a una misma plataforma desde la cual se perforan varios pozos (figura 13). Un *pad* suele tener hasta 8 pozos, y normalmente drenan una superficie rectangular determinada por las dimensiones aproximadas de 1,5 millas de ancho por 2 millas de largo (2,4 km x 3,2 km). El pad se sitúa en el centro de dicho rectángulo, y ocupa una superficie del orden de 4 ó 5 ac (entre 16 000 y 20 000 m<sup>2</sup>), que se limpia y se nivela para que la plataforma de perforación, camiones, y otro equipamiento puedan

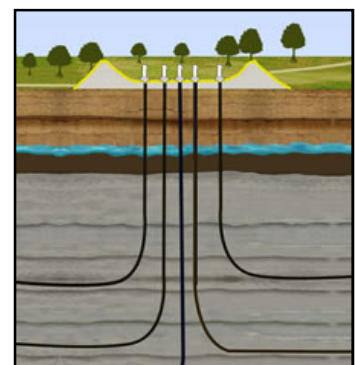


Figura 13: Well pad (Fuente: [www.collierresources.com](http://www.collierresources.com))



ser emplazados allí. En campos de *shale*, el uso de pads es muy común, ya que incrementa la eficiencia en la producción y reduce costes en infraestructuras y en terreno usado. Es bueno para mitigar los daños al medio ambiente que se construyan el máximo número de pozos posible desde un mismo pad.

#### 3.1.4 APLICACIONES ESPECIALES

La perforación dirigida comprende otras aplicaciones especiales: perforación de pozos de alcance extendido (ERD) y perforación de pozos de radio corto. Los operadores han utilizado la ERD para acceder a los yacimientos marinos desde localizaciones terrestres, eliminando en ocasiones la necesidad del uso de una plataforma. A finales de 2013, el pozo ERD más largo del mundo medía 12 345 m, perforado desde la isla de Sakhalin, en Rusia, hasta el campo marino de Odoptu. La perforación de pozos de radio corto genera pozos con una curva de 44 m o un radio aún menor.

### 3.2 Principios de la perforación direccional

La mayoría de los pozos direccionales comienzan como pozos verticales. A una profundidad determinada, denominada '*kickoff point*' (*KOP*), que es donde tiene lugar el comienzo de la desviación, el perforador desvía la trayectoria incrementando el ángulo de inclinación de la barrena. Hay distintos sistemas para realizar esta tarea, como veremos en detalle más adelante. La orientación de la barrena está monitorizada en todo momento y es ajustada por el perforador para alcanzar los objetivos establecidos a lo largo de la trayectoria deseada.

Inicialmente, la perforación direccional supuso la incorporación a la sarta de perforación del denominado '*Bottomhole assembly*' (*BHA*), que consistía en unos ajustes por detrás de la barrena como la colocación estratégica de los estabilizadores y los lastrabarrenas, y la manipulación de parámetros tales como el peso sobre la barrena (*WOB*) y velocidad de rotación. La capacidad direccional y eficiencia de la perforación de un BHA queda determinada por los siguientes factores: cambios producidos en la rigidez del BHA, posicionamiento y calibre de los estabilizadores, velocidad de rotación, *WOB*, diámetro del pozo, ángulo del pozo y características de la formación a perforar.

Mediante la variación de la posición de los estabilizadores a lo largo de la sarta de perforación, se pueden modificar las fuerzas laterales que actúan sobre la barrena y el BHA, haciendo que sea posible controlar el ángulo de inclinación (figura 14):

- *Para incrementar el ángulo, el perforador utiliza un BHA con un estabilizador muy próximo a la barrena de diámetro completo, otro estabilizador entre los 15 m y 27 m por encima del primero, y un tercer estabilizador a unos 9 m por encima del segundo. Este BHA*

*actúa como elemento de apoyo, ejerciendo una fuerza lateral positiva en la barrena.*

- *Para mantener el ángulo, se utiliza un BHA con entre 3 y 5 estabilizadores separados entre sí por una a una distancia de 9 m. Esta configuración está pensada para no ejercer ninguna fuerza neta lateral.*
- *Para reducir el ángulo, se sitúa un estabilizador entre 9 m y 27 m por detrás de la barrena. Este BHA actúa como un péndulo, creando una fuerza lateral negativa sobre la barrena.*

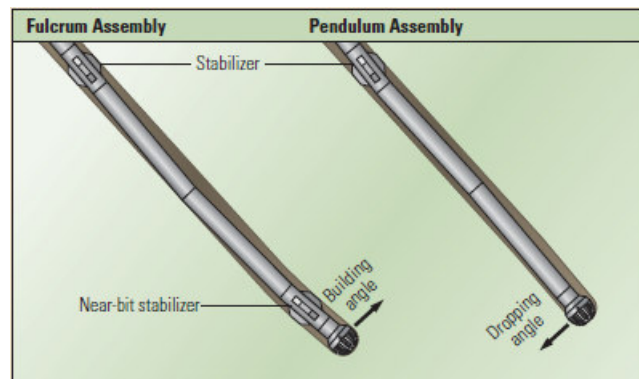


Figura 14: Posicionamiento estratégico de los lastrabarrenas (collars) y los estabilizadores para controlar el ángulo de perforación.

(Fuente: Schlumberger).

Durante la planeación de un pozo deben considerarse varios aspectos para determinar la trayectoria. Entre ellos, cabe destacar las limitaciones de la plataforma de perforación (máximo momento torsor que puede aplicar, máxima presión desde superficie que puede ser desarrollada...), y características geológicas, tales como presencia de fallas o cambios de facies. Las formaciones muy blandas pueden limitar el ángulo de inclinación y el buzamiento de la formación puede hacer que la barrena se desvíe lateralmente.

### 3.3 Sistemas para la desviación de pozos

Un pozo puede dirigirse atendiendo a diferentes motivos, tales como la prevención de un colapso, evitar una zona de inestabilidad, iniciar la perforación de pozos multilaterales, o cuando no se encuentra un objetivo previsto. En otras ocasiones, se perfora verticalmente hasta que se determina la profundidad vertical verdadera del yacimiento (TVD) y posteriormente se desvía la trayectoria desde un punto más alto para maximizar la exposición del yacimiento. La mayoría de los pozos comienzan siendo verticales hasta alcanzar una profundidad en la que los ingenieros determinan que debe situarse el *kickoff point (KOP)*, esto

es, el punto de inicio de la desviación. Existe más de un sistema mediante los cuales puede realizarse esta tarea: el posicionamiento estratégico de estabilizadores y lastrabarrenas en la sarta de perforación permite incrementar o reducir el ángulo de perforación (1920) ; los sistemas de cuñas desviadoras (*Whipstock systems*) orientan mecánicamente la barrena en la dirección deseada; los avances tecnológicos en motores de fondo o motores de lodo permitieron controlar la dirección del pozo mediante la introducción de una cubierta acodada (*bent motor housing*) que dirigía la barrena (1960); hoy en día, los sistemas híbridos *RSS* (*Rotary Steerable Systems*) utilizan patines en el interior de la herramienta para ejercer una fuerza en los laterales del pozo y así orientar la barrena.

### 3.3.1 SISTEMAS DE CUÑAS DESVIADORAS (WHIPSTOCK SYSTEMS)

Una cuña desviadora es una herramienta de acero cuneiforme que se despliega en el fondo del pozo para modificar mecánicamente su trayectoria. La cuña desviadora se orienta para cambiar la dirección de la barrena en un ángulo leve, y en la dirección del azimut pretendido para la nueva trayectoria. Tradicionalmente, desde los primeros pozos dirigidos, para establecer la desviación se utilizaban tapones de cemento que se extendían unos metros por encima y por debajo del Kickoff Point. Una vez fraguado el cemento, se perforaba con un BHA direccional para iniciar la desviación. Este sistema, a parte de requerir mucho tiempo para el fraguado correcto del cemento y tener un coste económico no demasiado bajo, presentaba inconvenientes a la hora de perforar, ya que el tapón podía hundirse por problemas de adherencia

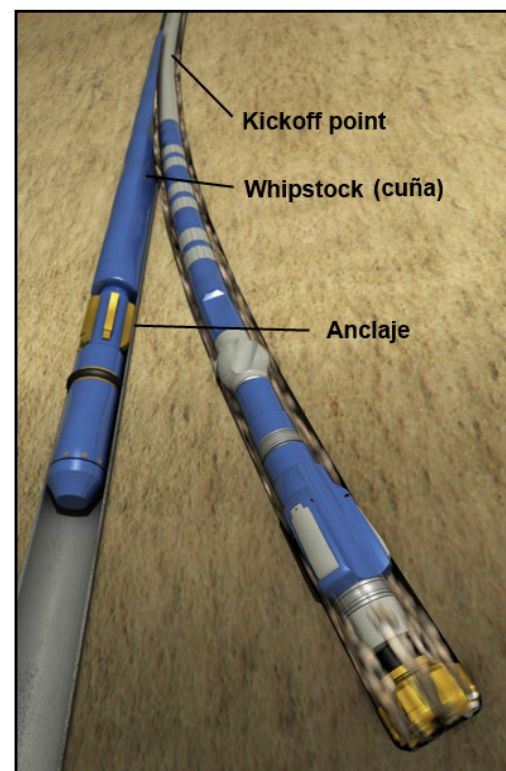


Figura 15: Sistema de cuña desviadora.  
(Fuente: [www.workbyme.com](http://www.workbyme.com))

debido a restos de lodo en las paredes del pozo, fracturas o fallas en el cemento debidas a un mal fraguado, u otros problemas. Para sortear estas dificultades, se diseñaron los sistemas de cuñas, que mediante un anclaje facilitan la fijación de una rampa de acero que orienta la barrena en la dirección deseada. Los sistemas de cuñas son tan válidos para agujeros descubiertos (*Open Hole/OH*) como para pozos entubados (*Cased Hole/CH*). Gracias al ancla

hidráulica expansible permiten un control preciso de la profundidad y la orientación, y elimina a la vez el tiempo de espera requerido para el curado del tapón de cemento.

El sistema para agujeros descubiertos (OH) ofrece dos opciones para colocar la cuña, en función de si es necesario acceder al intervalo que se encuentra por debajo del KOP o se pretende aislarlo. En este último caso, además de la cuña desviadora se aplica un tapón de cemento al mismo tiempo. Dado que el ancla mantiene la cuña en su lugar, no es necesario el tiempo de espera para que cure el cemento antes de empezar a perforar.

El sistema para pozos entubados (CH) está diseñado para fresar una ventana a través de la tubería de revestimiento, antes de perforar la formación. En este tipo de operaciones, se utiliza una fresa inicial, una segunda fresa unos metros por encima de la inicial, y una fresa de rectificación. La función de la fresa inicial es abrir la ventana a través del entubado o casing, para que posteriormente la segunda fresa alargue la ventana y la fresa de rectificación lime los bordes de la ventana para que facilite el paso del equipamiento que se usará en la ratonera creada.

### 3.3.2 MOTORES DE FONDO DIRECCIONALES

A principios de la década de 1960, se observó un cambio significativo en la perforación direccional cuando se acopló un BHA con un codo fijo de aproximadamente  $0,5^\circ$  a un motor de fondo para accionar la barrena de perforación. El lodo de perforación suministraba potencia hidráulica al motor, que la transformaba en energía mecánica para hacer girar la barrena.

El desarrollo de motores de lodo fiables también constituyó un avance de vital importancia en la perforación direccional. Estos motores utilizan el lodo bombeado para hacer girar la barrena sin que rotara la sarta de perforación desde la superficie. A partir de su desarrollo, la dirección del pozo pudo ser controlada con mayor precisión utilizando una combinación de los motores de fondo de lodo y la cubierta acodada, que se orientaba para direccionar la barrena en la dirección pretendida.

Algunos motores utilizan una turbina de fondo, y otros una combinación de rotor y estator helicoidales que forman un *motor de desplazamiento positivo (PDM)*. Los conjuntos de

motores direccionales modernos todavía utilizan motores PDM, aunque incluyendo un dispositivo de ajuste angular que se puede variar el ángulo desde superficie, mientras que en los primeros conjuntos los ángulos de inclinación del codo eran fijos y requerían la extracción de la sarta al completo para ajustarse (figura 16). A pesar de tener valores aparentemente muy bajos ( $0^\circ$  a  $4^\circ$ ), esta diferencia es crítica para el direccionamiento de la barrena.

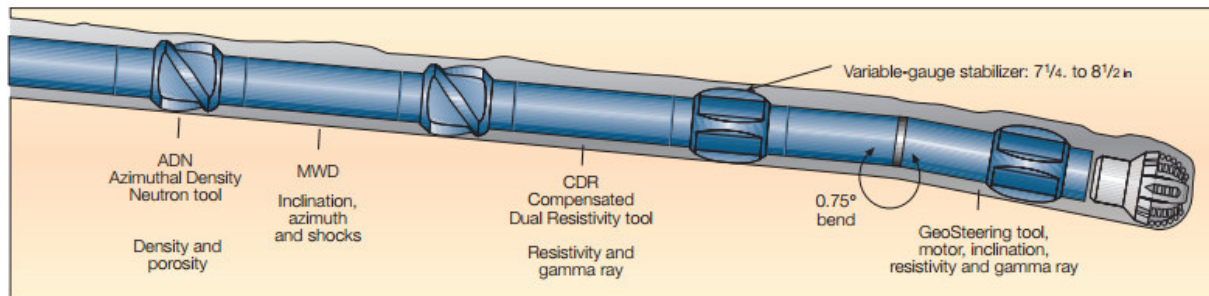


Figura 16: Sarta con motor de fondo y cubierta acodada fija ( $0,75^\circ$ ): los tres puntos de contacto (barrena, estabilizador antes del motor y estabilizador después del motor) determinan un arco aproximado que seguirá la trayectoria. (Fuente: Schlumberger).

La limitación de diseño más importante de este sistema es el ángulo de la sección acodada, que varía entre  $0,5^\circ$  y unos  $1,5^\circ$ , ya que es lo máximo que permite el eje del motor de fondo (aunque se han llegado a diseñar con hasta  $4^\circ$ ).

Tabla 6: Relación entre ángulo de la sección y DLS.

Ángulo ( $^\circ$ )	DLS ( $^\circ/100$ ft)
0,5	2,6
0,75	4,34
1	6,08
1,25	7,85
1,5	9,57

Esto tiene una relación directa con la variación angular de la desviación. En Estados Unidos utilizan el término *Dogleg Severity (DLS)* para referirse a esto y lo expresan mediante el ángulo en el que se ha desviado el pozo por cada 100 ft (o 30 m) de avance. En la tabla anterior (tabla 6) se expresan algunas de las relaciones obtenidas para los distintos ángulos de las secciones acodadas y el *Dogleg severity*.

Este sistema funciona gracias a dos movimientos principales: un movimiento de rotación y otro de deslizamiento. Mediante la alternancia de intervalos en modo de rotación y modo de deslizamiento el perforador puede seguir la trayectoria deseada. En el modo de rotación, la

mesa rotativa del equipo de perforación hace rotar toda la sarta de perforación para transmitir toda la potencia a la barrena, perforando a sección completa. Por el contrario, en el modo de deslizamiento la sección acodada y la barrena se orientan primero en la dirección deseada, y luego el motor de lodo de fondo suministra por sí solo la potencia a la barrena, sin que la sarta de perforación rote por encima del motor de fondo, avanzando en la dirección en la que apunta la barrena. El perforador dispone de mediciones de inclinación y azimuth obtenidas en tiempo real gracias a herramientas de medición durante la perforación (MWD) y en caso de desviación de la trayectoria alertan al perforador para que corrija tales desviaciones, cambiando del modo de rotación al modo deslizante.

Cada modo plantea sus inconvenientes. Un problema que plantea el modo de rotación es que la barrena gira de manera excéntrica con respecto al eje del BHA, lo cual origina un pozo ligeramente con forma de espiral. Esto confiere al pozo lados irregulares que aumentan el par torsor y pueden causar problemas a la hora de introducir en el pozo los equipamientos de terminación.

En el caso del modo de deslizamiento, el problema que surge es que la sarta yace en el lado bajo del pozo, y el lodo fluye de manera desigual, haciendo que puedan producirse acumulaciones de los recortes de la perforación, en algunas situaciones obstruyendo el pozo. El deslizamiento también disminuye la potencia disponible para hacer girar la barrena, y combinado con la fricción con los laterales del pozo, disminuye la velocidad de penetración (ROP) e incrementa la probabilidad de atascamiento por presión diferencial. La mayoría de estos problemas se resolvieron con la introducción de los sistemas rotativos direccionales (RSS) en la década de 1990.

### 3.3.3 JETTING (DESVIACIÓN POR CHORROS)

Esta técnica consiste en instalar en la barrena una boquilla grande, o una grande y dos pequeñas, a través de las cuales se inyectan chorros de fluido a presión durante la perforación, de manera que el fluido es dirigido en la dirección de la perforación y complementa así al BHA. Este sistema es utilizado en formaciones blandas o poco consolidadas, y únicamente con barrenas de tricono. La boquilla grande proporciona la referencia correspondiente al "lado alto", y la trayectoria se desvía mediante la rotación o el deslizamiento, alternativamente, de la sarta de perforación.

### 3.3.4 SISTEMAS ROTATIVOS DIRECCIONALES (ROTARY STEERABLE SYSTEMS - RSS)

El desarrollo de los sistemas rotativos direccionales (RSS) supuso la eliminación del movimiento de deslizamiento, y por lo tanto los problemas que éste generaba, gracias a que permitían la rotación continua de toda la sarta de perforación. Estos sistemas han evolucionado considerablemente desde su introducción. Las primeras versiones utilizaban almohadillas o estabilizadores accionados por el flujo de lodo para provocar cambios en la dirección, un concepto de diseño que hoy en día sigue siendo utilizado con éxito. Los RSS se basan en el contacto con la pared del pozo para establecer el control direccional mediante dos formas distintas: empujando contra la pared del pozo (*push-the-bit*) o mediante un codo interno que desplaza la alineación del eje (*point-the-bit*).

El sistema *push-the-bit* empuja contra la pared del pozo para llevar la sarta de perforación en la dirección deseada. La versión más común de este dispositivo RSS se basa en una unidad de desviación de tres almohadillas de direccionamiento colocadas cerca de la barrena para aplicar una fuerza lateral contra la formación (figura 17). Para incrementar el ángulo, cada almohadilla accionada por el lodo

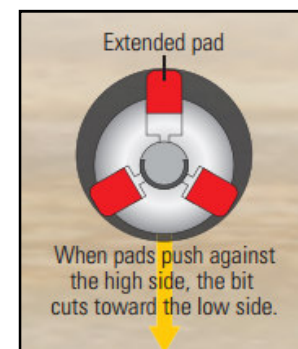


Figura 17: Push-the-bit RSS. Las almohadillas permiten modificar la dirección de la barrena (Fuente: Schlumberger)

empuja contra el lado inferior del pozo a medida que gira hacia su posición; para disminuir el ángulo, cada almohadilla empuja contra el lado alto. Una unidad de control posicionada por encima de la unidad de desviación acciona una válvula giratoria que abre y cierra el suministro de lodo hacia las almohadillas de manera sincronizada con la rotación de la sarta de perforación. El sistema modula de manera sincronizada la extensión y la presión de contacto de las almohadillas a medida que cada una pasa por un cierto punto de orientación. Mediante la aplicación de presión hidráulica cada vez que una almohadilla pasa por un punto específico, la almohadilla fuerza a la sarta a alejarse de esa dirección, desplazándola en la dirección deseada.

El sistema *point-the-bit* utiliza un dispositivo interno para desplazar la alineación entre el eje de la herramienta y el eje del pozo, produciendo una respuesta direccional (figura 18). En un RSS de este tipo, el dispositivo de direccionamiento está dentro del lastrabarrenas de la herramienta, inmediatamente por encima de la barrena. Los sistemas *point-the-bit* cambian la



trayectoria del pozo cambiando el ángulo de orientación de la herramienta. La orientación del eje se controla a través de un motor de servicio que gira a la misma velocidad que la sarta de perforación, pero en sentido contrario. Esto permite que el ángulo de orientación de la herramienta permanezca geoestacionario, es decir, sin rotar, mientras que el lastrabarrenas gira.

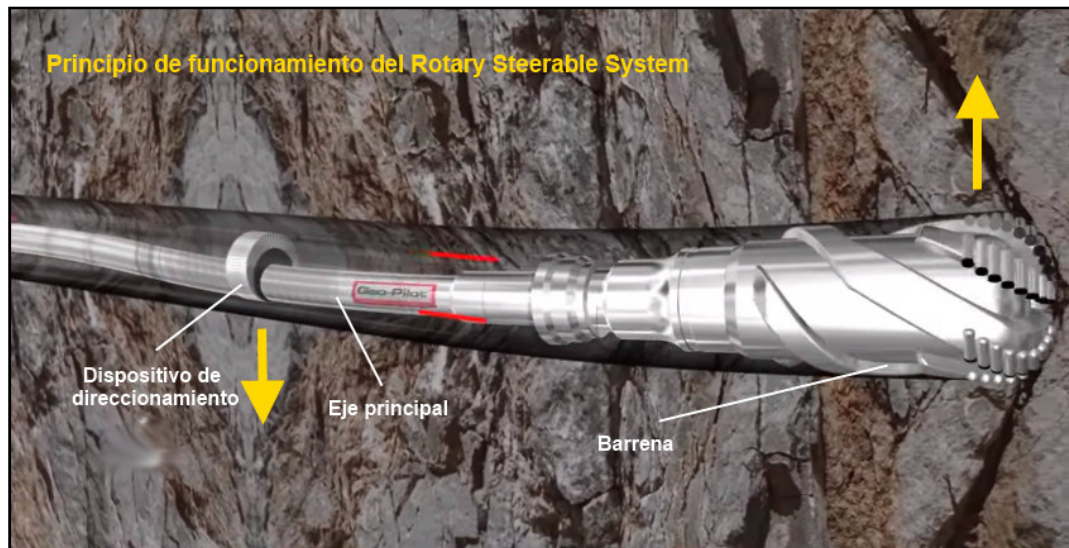


Figura 18: Principio de funcionamiento del RSS. En el caso del Geo-Pilot de Halliburton, un par de anillos excéntricos funcionan como dispositivo de direccionamiento (Fuente: Halliburton).

La direccionalidad también se ve afectada por otros factores como el diseño de la barrena. Los sistemas *push-the-bit* suelen funcionar mejor con barrenas que tienen un lado cortante agresivo para la creación de curvas cerradas; en cambio, los sistemas *point-the-bit* proporcionan buenos rendimientos con barrenas menos agresivas y con un calibre lateral más largo.

#### *Sistema RSS híbrido:*

El desarrollo más reciente en RSS es un sistema híbrido que combina las características de ambos, *push-the-bit* y *point-the-bit*. Hasta hace relativamente poco, los sistemas RSS no podían realizar perfiles de pozo tan complejos como los que podían lograr los motores direccionales de fondo. Sin embargo, se demostró después que un RSS híbrido podía alcanzar un alto DLS al mismo tiempo que desarrollar ROP's típicas de los sistemas rotativos direccionales. Este RSS híbrido se trata de un sistema totalmente rotativo, es decir, sin movimiento de deslizamiento (figura 19):



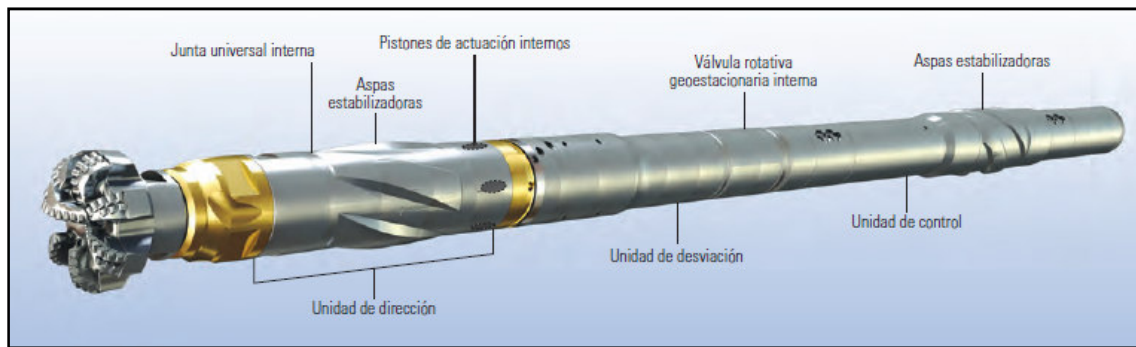


Figura 19: Diseño del RSS híbrido (Fuente: Sistema PowerDrive Archer. Oilfield Review, Schlumberger).

No necesita almohadillas externas ya que dispone cuatro pistones de actuación dentro del lastrabarrenas que empujan contra el interior de una camisa direccional cilíndrica y articulada, la cual pivota sobre una junta universal para orientar la barrena en la dirección deseada. Además, cuatro aspas estabilizadoras en la camisa exterior proporcionan una fuerza lateral a la barrena cuando contactan con la pared del pozo, lo cual permite que este motor RSS funcione como un sistema *push-the-bit*. Una válvula interna, mantenida geoestacionaria con respecto al ángulo de orientación de la herramienta, desvía un pequeño porcentaje del lodo hacia los pistones. El lodo acciona los pistones que empujan contra la camisa de direccionamiento. En el modo neutral, la válvula de lodo gira continuamente, de manera que la fuerza de la barrena se distribuye uniformemente a lo largo de la pared del pozo y le permite mantener su curso.

Un sistema RSS híbrido como el PowerDrive Archer (figura 19) puede perforar secciones verticales, además de las partes curvas y horizontales, a diferencia de los motores de desplazamiento positivo (PDM) que son instalados tras perforar la sección vertical. Con este sistema se han obtenido DLS de hasta 11 °/30 m con diámetros de 8,5 " (0,22 m). Utilizando un sistema RSS híbrido se aprovechan ciertas ventajas:

- *Perforación de secciones verticales, curvas y laterales con un solo BHA, aumentando la eficiencia, el ROP, y la calidad del pozo, y ahorrando tiempo en viajes para cambiar el BHA.*
- *Al no usar el modo deslizante, se consigue una menor rugosidad del pozo (pozos más suaves), menor arrastre y fricción causados por una mala calidad de pozo.*
- *Elevada capacidad de construcción angular (DLS) que contribuye a una sección curva más corta, lo cual aumenta la profundidad del KOP, que se traduce en un ahorro de tiempo y una sección horizontal más larga.*

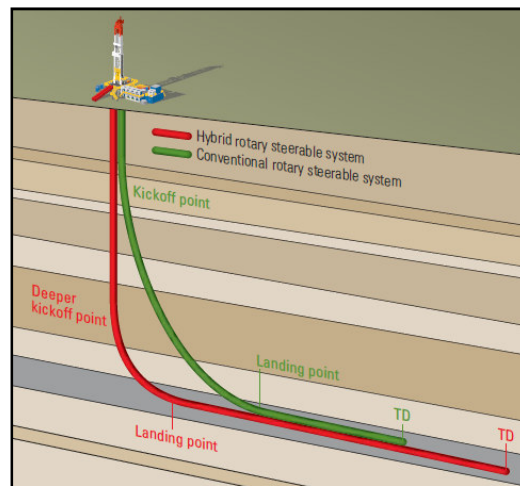


Figura 20: Sistema RSS convencional vs RSS híbrido (Fuente: Schlumberger).

### 3.4 Casing

El casing o entubado es un aspecto fundamental a la hora de diseñar un pozo, especialmente si se trata de un pozo horizontal, ya que las cargas que tiene que soportar la superficie del pozo son mayores que en un pozo convencional. También hay que añadir que durante la estimulación hidráulica las paredes del entubado se ven sometidas a grandes esfuerzos, y generalmente los pozos horizontales están involucrados en al menos una etapa de fracturación. Además de las cargas, otros factores a tener en cuenta son la erosión que puede sufrir el casing y la corrosión por existencia de  $H_2S$  o  $CO_2$ .

En la actualidad, un gran porcentaje de pozos destinados a producción se construyen con entre tres y cuatro tipos de casing. El primero es el casing conductor, que se extiende los primeros metros y cuya función principal es servir de soporte para los siguientes tramos de entubado. A continuación se sitúa el casing superficial, cuya profundidad debe asegurar y aislar los acuíferos de la zona; los casing intermedios se instalan un cierto intervalo por encima del KOP, en la roca que está por encima del yacimiento de interés; finalmente el casing de producción es el que cubre la curva y la rama horizontal del pozo. Todos los tramos son cementados.

#### 3.4.1 CASING CONDUCTOR

El casing conductor, cuando se instala, se extiende entre 20 m y 30 m por debajo de la superficie y sirve como soporte estructural para las siguientes operaciones a realizar en el

pozo. Normalmente tiene un diámetro de 20 " y se cementa a la superficie. A veces se suele instalar con un equipo diferente al que se usa para el pozo.

#### 3.4.2 CASING DE SUPERFICIE

La profundidad del casing de superficie depende de las regulaciones aplicadas a cada área de actividad, ya que una de las principales funciones de este casing es aislar los acuíferos de la zona para preservar las aguas de cualquier tipo de contaminación. Su profundidad es variable, pudiendo alcanzar hasta los 1 000 m o más. Este intervalo se perfora verticalmente por lo general, y utilizando lodos ligeros o aire para aumentar la velocidad de penetración. Los diámetros utilizados van desde 13 3/8 " a 9 5/8 " y se cementan hasta la superficie.

#### 3.4.3 CASING INTERMEDIO

Usualmente la tubería intermedia finaliza en el intervalo que precede a la sección de destino o la formación de shale. Con esta tubería se busca aislar y entubar todas las zonas problemáticas situando la zapata en una formación sólida y uniforme, para facilitar de este modo la perforación del intervalo de producción. Puede darse el caso en que sean necesarios dos casing intermedios en formaciones que presenten problemas por pérdida de circulación u otros. Los diámetros utilizados van desde 10 3/4 " hasta 7 5/8 " con profundidades muy variadas que en algunos casos alcanzan los 4 000 m. Generalmente no se cementan hasta la superficie.

#### 3.4.4 CASING DE PRODUCCIÓN

El casing de producción es la tubería que más esfuerzos va a soportar en este tipo de pozos con mucha diferencia. Con frecuencia se construye el tramo curvado con un *dogleg severity* de entre 8 ° y 15 ° cada 100 ft, con situaciones extremas de hasta 20 °/100 ft.

La longitud de la rama horizontal es variable y se define por cuestiones técnicas y geológicas, aunque se basa fundamentalmente en dos factores: el primero de ellos toma en cuenta la ingeniería de yacimientos, ya que la productividad y la acumulación final, en este tipo de formaciones de baja permeabilidad son proporcionales al volumen de roca estimulada; el segundo factor es más una cuestión práctica, ya que la longitud es a menudo establecida por la disponibilidad de acceder al fondo del pozo con herramientas y por el tamaño del

arrendamiento, regulado por el Estado. En la actualidad la media es de entre 1 200 y 1 500 metros por rama horizontal, aunque se han perforado pozos con longitudes bastante superiores. Los diámetros utilizados para la línea de producción son 4,5 ", 5", 5,5 ", o una combinación entre ellos en pozos que no tienen un diámetro constante.

### **3.5 Factores para el diseño del casing en pozos horizontales**

Las diferentes situaciones de carga a las que puede estar sometido un pozo deben ser tenidas en cuenta a la hora de diseñar el casing.

#### **3.5.1 PRESIÓN INTERNA**

Durante las etapas de fracturación en un pozo, este se ve sometido a presiones muy elevadas, necesarias para la rotura de la formación de shale. En la estimulación, la peor carga que se considera es un "arenamiento". Un arenamiento es la producción de pequeñas o grandes cantidades de sólidos junto con el fluido del yacimiento. La cantidad puede variar depocos gramos por tonelada de fluido del yacimiento, a cantidades catastróficas que posiblemente puedan llenar totalmente el fondo del agujero, obstruyéndolo. Esto supone un incremento súbito en la presión a la que está sometido el casing.

En la actualidad, el rango de presiones que se maneja es entre 12 000 y 15 000 psi, y la presión máxima es regulada por dispositivos programados en superficie para asegurar que los valores están dentro de lo admisible. La mayor presión diferencial que va a soportar el casing se da en superficie, por lo cual en ciertas operaciones se suele aplicar cierta presión en el anular como respaldo.

#### **3.5.2 CARGAS AXIALES INDUCIDAS TÉRMICAMENTE**

Por efecto térmico, se pueden generar en el casing esfuerzos de tracción bastante importantes. Los yacimientos de shale tienen gradientes geotérmicos relativamente elevados, que crean una condición favorable para la maduración del material orgánico. El casing alcanza rápidamente el equilibrio térmico con el gradiente geotérmico. Posteriormente, cuando los fluidos de perforación son bombeados, el interior del casing se enfría debido a la temperatura a la que se encuentran los fluidos. El nivel de enfriamiento puede ser significativo en procesos con alta tasa de fractura. La situación extrema se produce en invierno, cuando los fluidos alcanzan

temperaturas cercanas al punto de congelación. La rápida tasa de enfriamiento provoca en el casing un efecto de contracción por la temperatura. Como no puede contraerse al estar cementado, se generan en él unos esfuerzos de tracción inducida considerables.

Es importante destacar que el proceso de fracturación distorsiona la vinculación entre el casing y el cemento en las inmediaciones de la zona estimulada, lo que significa que probablemente no haya carga de transferencia a la formación, por lo tanto el casing deberá resistir la carga axial completa. Este efecto se traduce en la siguiente ecuación:

$$F_t = -207 \cdot A_n \cdot \Delta T$$

En donde:

$F_t$ = Carga axial por efecto térmico, en lb.

$A_n$ = Área transversal del casing, en pulgadas<sup>2</sup>.

$\Delta T$ = Variación de la temperatura, en °F.

El efecto contrario se da cuando las temperaturas del yacimiento calientan el casing durante el período de reflujo inicial. Esto resulta en un esfuerzo de compresión en el casing, con el consecuente pandeo de la sección no cementada (si existe). Estas cargas suelen estar dentro de los límites que tolera el cuerpo de la tubería, pero este entorno compresivo puede ser exigente para las conexiones.

### 3.5.3 COLAPSO

Un aspecto característico de los pozos de producción de shale gas es que tienen una rápida caída de la presión inicial. En las zonas a una distancia no muy grande de la zona de fracturación las presiones se mantienen aproximadamente igual que las iniciales debido a la baja permeabilidad de este tipo de formaciones. Sin embargo, el agotamiento de la zona estimulada provoca una variación de las presiones en dicha zona, lo que determina que la tubería de producción debe estar diseñada para soportar una carga de colapso importante. En cualquier caso, parte del fluido de fracturación se queda en la formación, compensando esta variación de la presión. Una hipótesis de carga usualmente recomendada es considerar el supuesto caso en el que el fluido de fracturación fluye hacia la formación hasta equilibrar la presión de agotamiento del yacimiento.

### 3.5.4 EROSIÓN

Las paredes del entubado están sometidas a erosión o remoción mecánica la superficie generada por el paso del fluido. En el caso de los procesos de fracturación, el fluido contiene además propano (arena, cerámica u otros) que incrementan el efecto erosivo.

Por cada impacto que se genera, el deterioro en el material del casing es proporcional a la masa de la partícula y a su velocidad, con esto la tasa de desgaste total será la correspondiente a la de cada partícula multiplicada por la frecuencia de impacto. Un modelo simplificado de la tasa de erosión viene dado por la siguiente ecuación establecida por el API:

$$E = 5,33 \cdot V^2 \cdot \frac{M}{d^2}$$

Donde:

E= Tasa de erosión, en mm/año.

V= Velocidad de flujo, en m/s.

M= Caudal de sólidos, en g/s.

d= diámetro interno, en mm.

### 3.5.5 CARGAS DEBIDAS A LA INSTALACIÓN

**Flexión:** Tomando en cuenta la necesidad de maximizar el contacto con el reservorio, la realidad indica que la mayoría de los pozos se perforan horizontales. Debido a esto, la severidad de la curva va a depender de la profundidad a la cual se encuentra la formación shale, habiéndose encontrado operadores que han tenido que adoptar trayectorias agresivas al construir la curva. En esos casos, los diseños suelen tener DLS de 12 °/100 ft a 15 °/100 ft. Sin embargo, en ocasiones, la tortuosidad conduce a curvas con valores puntuales de más de 20 °/100 ft.

**Torsión:** El trabajo de rotación de la tubería mientras se la instala es, hoy por hoy, una realidad que no debe omitirse en el análisis del casing de producción, sobre todo en lo que se refiere a la selección de las conexiones por utilizar. Por lo cual, la capacidad de entregar torque (torsión) en la operación y la resistencia a la fatiga son dos factores que el ingeniero de diseño debe considerar. En pozos cuya rama horizontal se extendió por 1 000 m o más, los valores de torsión superan, en algunos casos, los 15 000 ft-lbs (20,34 kN/m).

### 3.5.6 FACTORES DE DISEÑO CRÍTICOS

A continuación, en la tabla 7, se muestra un resumen de los factores críticos a considerar:

Tabla 7: Parámetros de diseño del casing.

Tipo de operación	Carga inducida	Parámetros clave	Factores de diseño mínimos
Fractura	Estallido Tensión	Arenamiento	Estallido: 1,10-1,20
		Erosión	Tensión: 1,30-1,40
		Perfil de temperatura	
		Perfil de presión poral	
		Presión en el anular	
		Densidad fluido	
Flowback	Compresión	Perfil de temperatura	Compresión: 1,20-1,30
		Erosión	
		Presión interna	
Cierre dinámico en boca de pozo	Estallido Tensión	Perfil de temperatura	Estallido: 1,10-1,20
		Perfil de presión poral	Tensión: 1,60-1,80
		Expansión de fluido en el anular	
Depletación	Colapso	Fluido anular	Colapso: 1,00-1,12
		Altura max. cemento	
		Perfil de temperatura	
		Presión del yacimiento	
Corrida de tubería	Flexión	Torsión de arrastre	Torque (torsión): 0,7-0,8
	Sobretorsión	Fatiga	

Generalmente, el diseño de tuberías en pozos construidos para operar yacimientos no convencionales queda determinado por el nivel de presión interna (intensidad de los trabajos de fractura) y la trayectoria elegida para explotar el reservorio.

## 3.6 Terminaciones de pozo

Las operaciones de terminación de un pozo se separan comunmente en terminación 'baja' (*reservoir completion*), para la sección que comprende el tramo de pozo en contacto con el yacimiento, y terminación 'alta' (*tubing completion*), para la sección que comprende la

distancia entre el yacimiento y la cabeza del pozo. En este apartado nos centraremos en la terminación 'baja' que es la que establece el contacto con el yacimiento, ya que es de mayor interés en cuanto a hidrocarburos no convencionales se refiere. Estas operaciones comienzan cuando el pozo alcanza su profundidad total y ha sido evaluado, y en la mayoría de ocasiones también entubado y cementado. El equipamiento usado para la terminación tiene como objetivo optimizar la producción. La elección del método de terminación, por lo tanto, tiene una influencia importante en la futura producción de un pozo.

### 3.6.1 TIPOS DE TERMINACIONES DE POZO

Podemos distinguir entre cinco tipos principales de terminación de pozos (figura 18), cada uno de los cuales tiene sus ventajas y sus inconvenientes:

**1) Barefoot completion:** es la opción más simple y barata. La sección perforada en el yacimiento se deja como agujero descubierto, y nada se instala en ella. Aunque simple, esta configuración tiene sus dificultades a la hora de acceder al pozo en el caso de querer realizar logs o querer cerrarlo por una producción de fluidos no deseada (agua). Por lo tanto, debe tenerse cuidado de no perforar en intervalos con presencia de agua si se pretende esta configuración. Además, si se trata de intervalos no competentes pueden colapsar y bloquear la producción o producir sólidos, lo cual no es nada deseable. Sin embargo la gran ventaja de esta configuración es que el contacto con el yacimiento es máximo y es fácil realizar un pozo multilateral desde el emplazamiento ya que no existe equipamiento de por medio. Son comunes en zonas competentes de dolomitas y calizas.

**2) Revestimiento con ranuras:** Son ligeramente más complejos. Llevan aperturas realizadas previamente a la instalación con forma de agujeros o ranuras alargadas. Son configuraciones para agujero descubierto (sin cementar ni entubar). La función del revestimiento es prevenir los posibles colapsos, además de proporcionar una ayuda en caso de querer introducir en el pozo instrumentos de medida para realizar logs. La principal desventaja es que las ranuras no pueden ser lo suficientemente pequeñas como para evitar el paso de algunas partículas de arena. Estos tipos de terminación pueden incluir packers que aislen zonas de producción.

**3) Revestimiento cementado y perforado:** este tipo aumenta la complejidad, pero también tiene distintas ventajas. En los pozos donde se realiza esta terminación, se entuba y se cementa, y una vez fraguado el cemento se realizan las perforaciones. Las perforaciones se consiguen con cargas huecas activadas por cordón detonante. Las cargas son de forma cónica y están rellenas de explosivo. Cuando se detonan, se produce un esfuerzo de alta presión



unidireccional hacia el casing y el cementado, creándose un agujero que penetra varios pies en la formación. La mayor ventaja de esta configuración es que el ingeniero puede decidir dónde perforar los agujeros, basándose en información de logs, que nos dicen que intervalos deben ser evitados y en cuáles están los 'sweet spots'.

**4) Pantallas de control de arenas (gravel pack):** este tipo de completación se usa exclusivamente en formaciones de arenas poco competentes. Puede ser instalado a agujero descubierto o puede estar entubado. Utilizan pantallas o mallados de formas complejas que impiden que se produzca arena. Para mayor eficiencia, a veces se instala el 'gravel pack', que consiste en rellenar con gravas el espacio anular entre la pantalla y la formación. En otras ocasiones se deja que la formación de arenas colapse directamente eliminando el espacio anular.

**5) Entubado con gravel pack o frac-Pack:** configuración resultante de la combinación entre las dos anteriores. El pozo se entuba y se cementa, y es posteriormente perforado utilizando las cargas huecas. Tras ello el espacio anular y los huecos perforados se rellenan con grava. Esto aumenta la selectividad pero puede que tengamos una productividad baja debido a la poca permeabilidad. En estos casos se realiza el fracturamiento. Se bombea grava (propan) a alta presión hacia las perforaciones para mejorar la productividad del yacimiento fracturándolo. Es la terminación usada en la fracturación hidráulica.

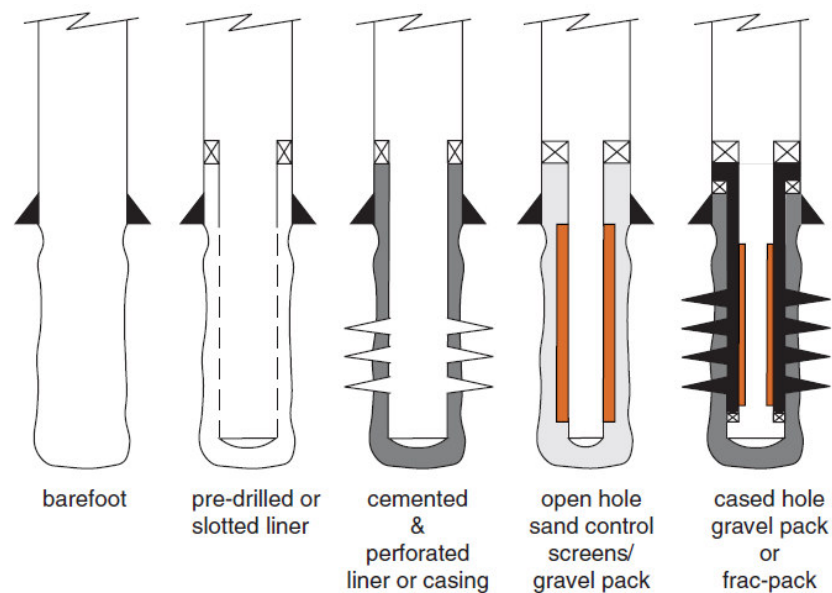


Figura 21: Diferentes configuraciones de terminación de pozos (fuente: Hydrocarbon Exploration and Production).

Para formaciones de shale, la terminación de un pozo debe ser realizada teniendo en cuenta el posterior tratamiento por fracturación hidráulica que debe llevarse a cabo en la formación, ya que son yacimientos de permeabilidades ultra bajas, como ya hemos visto. En estos casos, la

terminación implica un proceso multi-etapa, en el que en cada etapa se realizan las perforaciones con las cargas huecas, seguido de un aislamiento de cada etapa con *packers* (figura 22). Los agujeros realizados conectan la línea de producción directamente con la formación de shale, y por estos agujeros se introducirá posteriormente el fluido a presión que creará las fracturas para estimular la producción. El pozo se termina en distintas etapas, en las que tienen lugar el fracturamiento hidráulico, y el número de etapas depende en cada caso.

El resultado es un pozo con varios tramos perforados por agujeros que comunican con la formación, y aislados entre ellos por tapones o empacadores (*packers*). Por tanto, la terminación de un pozo en un yacimiento de shale está directamente ligada a la técnica de fracturación hidráulica. De hecho, la fracturación hidráulica es un proceso imprescindible dentro de el proceso de terminación de pozos perforados en yacimientos no convencionales, y en algunas ocasiones también en pozos convencionales. En el siguiente apartado se detalla el proceso de la fracturación hidráulica.

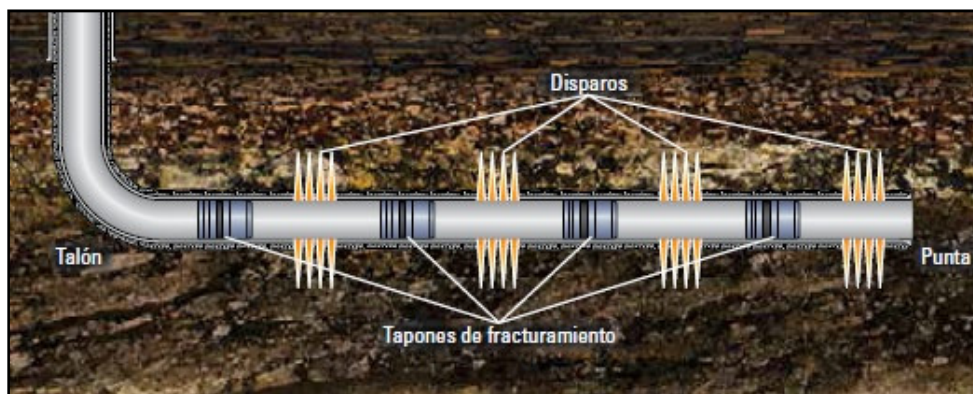


Figura 22: Proceso de terminación de un pozo preparado para fractura hidráulica (Fuente: Schlumberger).

### 3.6.2 CALIDAD DE YACIMIENTO Y CALIDAD DE TERMINACIÓN

Una de las claves para rentabilizar los pozos es que la producción sea lo suficientemente buena como para cubrir los gastos de la perforación y la fracturación. La terminación está directamente ligada con una buena producción, como ya hemos dicho, y por tanto tendrá una influencia directa en ella. Una buena terminación se traducirá en una optimización de la producción.

En Estados Unidos, que es donde más pozos de producción de gas no convencional se han realizado, se dieron cuenta de que muchos de los disparos realizados en el pozo no contribuían en prácticamente nada a la producción de los pozos. Para explicar esta

ineficiencia, se realizaron estudios par analizar los datos en mayor profundidad. Los análisis resultaron en que el incremento en el número de etapas y disparos no es una garantía de éxito. Se destacó la importancia de la implementación de etapas guiadas: éstas deben apuntar a las rocas con propiedades geomecánicas y petrofísicas similares. Es importante establecer una diferenciación entre la calidad del yacimiento, es decir, el contenido orgánico y las propiedades que nos advierten de que la roca puede producir hidrocarburos, y la calidad de la terminación, o sea, el posicionamiento estratégico de los equipos dentro de la formación geológica productiva (tabla 8).

Tabla 8: Características que influyen en la calidad del yacimiento y de la terminación.

Calidad del yacimiento (RQ)	Calidad de la terminación (CQ)
Contenido orgánico	Mineralogía: principalmente arcillas, carbonatos y sílice.
Madurez térmica	
Porosidad efectiva	Propiedades mecánicas: Módulo de Young, coeficiente de Poisson y resistencia a tracción.
Permeabilidad intrínseca	
Saturaciones de fluidos: petróleo, gas, condensado y agua	Fracturas naturales: presencia, densidad, orientación y estado.
Espesor de la lutitas orgánicas	
Hidrocarburos in situ	Esfuerzo local: variaciones entre los intervalos que explican la anisotropía de las propiedades mecánicas.

Las compañías operadoras (Schlumberger, Baker Hughes, Halliburton...) desarrollaron softwares para el diseño de tratamientos de estimulación. Estos programas facilitan la implementación de una estrategia sistemática para los tratamientos por fracturación de múltiples etapas en un mismo pozo.

Lo primero que hacen los ingenieros es introducir la información obtenida directamente de los *logs* en el software, asignando unos valores de calidad del yacimiento y calidad de la terminación a la roca objetivo. La calidad del yacimiento (RQ) es un pronóstico del potencial de la roca para la producción de hidrocarburos; la calidad de la terminación (CQ) es un pronóstico de la efectividad con la que se puede estimular la roca utilizando fracturas hidráulicas. Los parámetros RQ y CQ reciben valores binarios de calidad buena o mala, basados en criterios de calificación límite (calificación de corte) para un yacimiento. Luego estos valores se combinan para formar uno compuesto que posiciona a los intervalos de mejor a peor para el posicionamiento de las etapas y los conjuntos de disparos de cada etapa (figura

23). Las mejores localizaciones reciben calificaciones de RQ y CQ buenas, lo que significa que la roca debería ser productiva y fracturable.

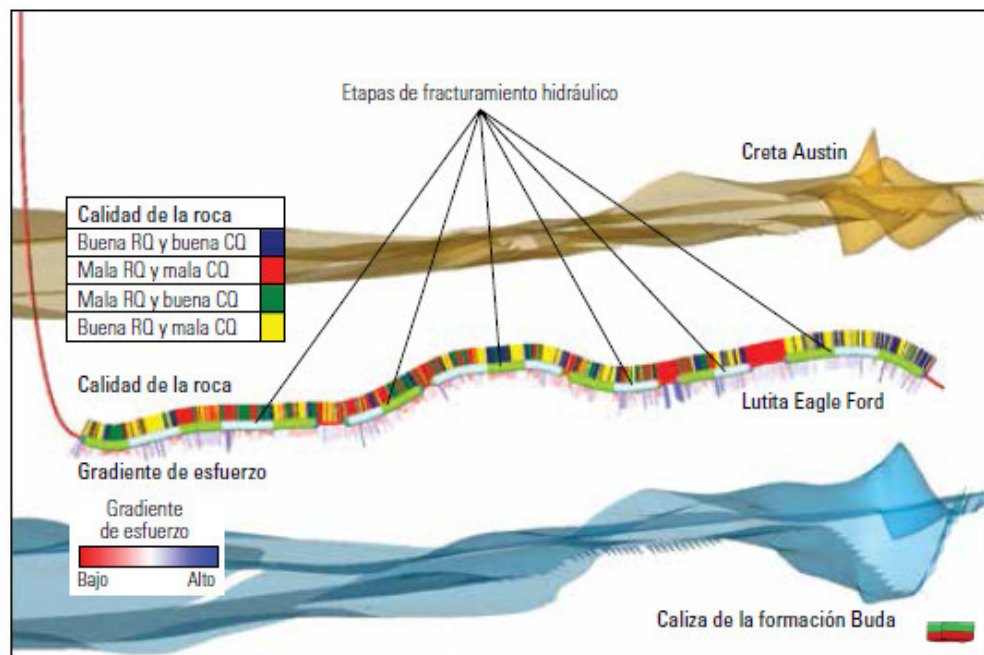


Figura 23: Modelos de software de RQ y CQ (Fuente: Schlumberger).

Estos programas también admiten restricciones establecidas por el usuario, como intervalos de etapas máximos o intervalos de disparos mínimos y máximos, y restricciones estructurales, tales como la presencia de fallas y la distancia mínima de los disparos respecto de estas fallas.

## 4 La fracturación hidráulica

La fracturación hidráulica (o *fracking*) es una técnica que consiste en introducir un fluido a presión en un pozo que contacta con una formación geológica de interés para inducir la formación de fracturas artificiales dentro de dicha formación y de esta manera estimular su permeabilidad. Cuando la presión del fluido sobrepasa la resistencia de la formación, ésta se fractura, creando grietas que pueden extenderse cientos de metros. El fluido utilizado para fracturar suele ser una mezcla de agua (de 98 % a 99 %) con un agente propante o apuntalante (normalmente arena) y unos aditivos químicos en cantidades muy pequeñas.

### 4.1 Aplicaciones

La fracturación hidráulica lleva usándose durante más de 60 años por la industria del petróleo y del gas con el fin de estimular la permeabilidad de los yacimientos. En Estados Unidos esta tecnología se ha usado desde 1940 en más de un millón de pozos. De hecho, el 90 % de la producción de gas y petróleo en EEUU es gracias a procesos de fracturación hidráulica que mejora las cifras recuperación. Las aplicaciones de esta técnica son varias, aunque todas con el objetivo común de estimular la permeabilidad:

1. Geotermia: En los sistemas de aprovechamiento geotérmico, se conocen como los EGS (*Enhanced Geothermal Systems*) a aquellos sistemas que estimulan el subsuelo mediante su fracturación hidráulica para mejorar la permeabilidad. Existen multitud de regiones con energía geotérmica de media o alta entalpía que sin embargo no poseen la suficiente agua o nada de agua para transportar esa energía. En estos casos, se estimula el subsuelo mediante un fracturamiento y se crea una red de grietas por las que el agua puede circular y se crean circuitos en los que el agua se inyecta por un pozo y vuelve por otro a la superficie cargada del calor que aporta el gradiente geotérmico elevado de aquellas regiones.

2. Estimulación de pozos productores de agua: el fracking también ha sido tradicionalmente usado en pozos de agua. Cuando estos pozos dejan de producir o disminuyen la producción, se realiza la fractura hidráulica y con la red de fracturas creadas el agua vuelve a fluir. El proceso puede repetirse varias veces en estos casos, por ejemplo cada vez que el pozo reduzca la producción .

3. Estimulación de yacimientos convencionales y no convencionales: cuando la permeabilidad de los yacimientos es muy baja y no permite extraer los recursos de manera rentable, se estimula la formación con la fracturación hidráulica, y se mejora la permeabilidad al crearse la red de fracturas por las que pueden fluir mejor los hidrocarburos. El fracking ha sido aplicado de esta manera durante más de medio siglo de una manera exitosa, y actualmente muchas de las reservas de hidrocarburos no convencionales están siendo explotadas económicamente gracias a esta tecnología: en EEUU la mayoría de los pozos que se perforan hoy en día recurren al menos a una etapa de fracturación hidráulica. El shale gas es el recurso no convencional más importante actualmente, y por lo tanto la aplicación más importante del fracking.

4. Preacondicionamiento en minería subterránea: en ciertos métodos de explotación subterránea se utiliza la fracturación hidráulica para el acondicionamiento previo a las fases de extracción. Concretamente, en el método de hundimiento por subniveles, la mena necesita ser fracturada antes de su extracción, ya que este método se usa con menas masivas y su buen funcionamiento depende de la capacidad del mineral para "fluir" hacia las tolvas subterráneas desde donde es posteriormente recogido. En algunas ocasiones se usa el fracturamiento hidráulico para conseguir que la mena quiebre y pueda derrumbarse hacia las tolvas.

5. Determinación de esfuerzos geomecánicos: la técnica de la fracturación también puede ser utilizada para la determinación de los esfuerzos principales del suelo. Muchas veces se refiere a esto como "minifracking" o "hydrofracturing". En el apartado 4.4 se explica en detalle en qué consisten estos procesos. Podemos necesitar conocer los esfuerzos principales a la hora de diseñar un túnel o una cimentación, entre otras cosas.

6. Secuestro de dióxido de carbono: para el almacenamiento geológico del CO<sub>2</sub> se crea previamente un reservorio artificial, o se estimula uno que haya sido depletado (como un yacimiento de petróleo o gas, por ejemplo). Para la creación de el reservorio artificial se usa la técnica del fracturamiento hidráulico.

## **4.2 Proceso de fracturación hidráulica**

Los estratos de shale suelen presentarse a profundidades de 3 km bajo la superficie, y su espesor varía entre 20 m y 150 m, aunque para que sea rentable su explotación suele tomarse

50 m como el espesor mínimo. En primer lugar se perforan los pozos horizontales para acceder al yacimiento. Los pozos pueden emanar de un mismo pozo vertical, y son perforados en la dirección del mínimo esfuerzo horizontal ( $\sigma_h$ ), que suele ser entre 1/2 y 2/3 del estrés vertical debido a la roca suprayacente ( $\sigma_v$ ). Estas proporciones, sin embargo, varían de forma significativa con la profundidad y la geografía.

Los pozos se separan entre sí por una distancia de aproximadamente 500 m, y miden varios kilómetros de largo (normalmente entre 2 km y 3 km). Cada uno de ellos se divide en segmentos dependiendo de su longitud (normalmente cinco segmentos). Cada uno de estos segmentos se separa en diferentes etapas de fracturación (entre cinco y nueve etapas, aunque actualmente se han llegado a realizar treinta y dos etapas en un mismo pozo). Cada etapa, de aproximadamente 70 m de largo, se subdivide en entre varios *clusters* de perforación, que se extienden unos 14 m de largo. Los *cluster* son series de agujeros perforados en el entubado de acero que establecen la conexión directa entre el pozo y la formación. Los orificios se perforan mediante cargas huecas posicionadas por una pistola de perforación. A través de estos orificios es por donde fluye el gas de la formación hacia el pozo. Una vez perforados, puede comenzar el proceso de fracturación.

El fracturamiento se realiza en etapas. Cada etapa puede considerarse como una estimulación de la parte del yacimiento con la que contacta el tramo de pozo coincidente con dicha etapa, siendo la primera etapa la más alejada en el pozo, y progresando en sentido contrario a como se perfora. Tras fracturar cada etapa, se aísla el tramo de pozo que comprende dicha etapa con un empacador (*packer*), cuya misión es mantener la presión aplicada desde superficie confinada al siguiente tramo de pozo a estimular. Las bombas actuales cuentan con una presión de bombeo máxima de alrededor de 25 MPa (del orden de 3 600 psi), sin embargo el entorno de presiones que se manejan en la fracturación hidráulica asciende hasta a 20 000 psi. Para alcanzar estas presiones en un tratamiento típico de fracturación se suelen usar unas ocho u nueve bombas (camiones de bombeo) conectadas entre ellas mediante un trailer colector.

La lutita está intersectada por un sistema de fracturas naturales, casi verticales, muchas de ellas rellenas de calcita u otros minerales que actúan como cemento, y separadas por distancias cortas del orden de una o pocas decenas de centímetros. Las lutitas también presentan otras fracturas de tamaño milimétrico, mucho más finas y numerosas.

La primera fractura grande producida por la fuerza hidráulica debe ser perpendicular a la dirección del pozo, el cual se perfora en la dirección de mínimo esfuerzo horizontal. El comportamiento esperado y preferido es que estas fracturas creadas sigan la dirección de las fracturas naturales previamente existentes, siempre que éstas tienen una orientación adecuada.

#### *Orientación y forma de las fracturas:*

Una fractura hidráulica tiende a propagarse en dirección perpendicular al mínimo de los esfuerzos principales. En algunas formaciones superficiales, el esfuerzo principal mínimo es el vertical, por lo que la fractura se producirá en dirección horizontal. Esto puede ocurrir por encima de los 300 m de profundidad, pero a partir de ahí lo normal es que los esfuerzos debidos a la roca suprayacente sean superiores a los horizontales; en estos casos las fracturas serán verticales. La dirección azimutal de la fractura dependerá de la dirección de los esfuerzos horizontales principales. Las fracturas creadas deben ramificarse repetida y jerárquicamente, formando una red secundaria y una terciaria de grietas. La mayoría de estas grietas secundarias se forman en las caras de las grietas previas, a partir de puntos de inestabilidad, donde existen discontinuidades en forma de fracturas naturales o pequeñas fisuras. Las primeras fracturas son casi verticales, siguiendo la dirección que marcan los agujeros casing; las segundas, se propagan en la dirección perpendicular al esfuerzo máximo horizontal  $\sigma_H$ , siguiendo preferiblemente las fracturas naturales o las fallas existentes; las terceras son fracturas casi paralelas, con una distribución más densa, en dirección prácticamente ortogonal a las fracturas secundarias.

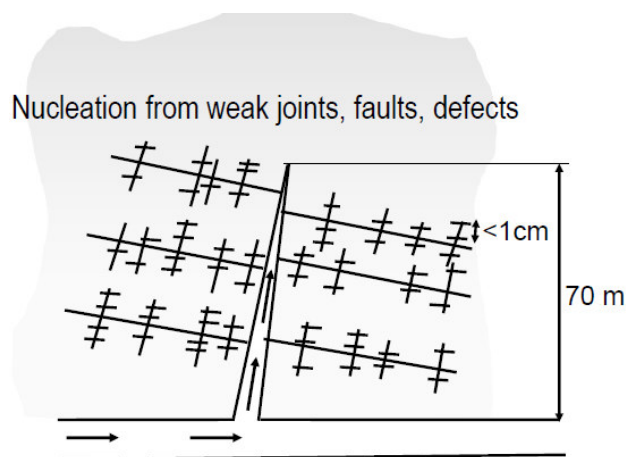


Figura 24: Sistema jerárquico de fracturas. (Fuente: "Why fracking works and how to optimize it").

Si la presión es suficientemente grande, pueden crearse otras grietas más pequeñas del orden de milímetros en la dirección de los planos de estratificación, que son los que menor energía



de fracturación tienen. Esto es altamente deseable ya que en los planos de estratificación se concentra la materia orgánica que contiene el gas. Sólo será posible la apertura de estas grietas si la presión generada por las bombas supera la presión generada por las rocas suprayacentes de la formación, es decir el esfuerzo principal en la dirección vertical  $\sigma_v$ , lo cual es difícil de conseguir hoy en día con las bombas actualmente disponibles.

El proceso de fracturación lleva varios días por lo que puede considerarse cuasi estático. El éxito del fracking radica en que la presión aplicada tenga un perfil constante en todos los puntos y una leve caída en el frente de las grietas. Esto requiere un aumento de presión lento y sostenido, controlando el ritmo de bombeo y las fugas de fluido que pueda perderse en la formación.

Una vez se ha producido la fractura, se añade el apuntalante al fluido. El apuntalante se infiltra en las fracturas creadas con el fin de que al retirar el fluido y disminuir la presión las fracturas no vuelvan a cerrarse debido a la presión de la roca suprayacente y los esfuerzos tectónicos horizontales. Posteriormente se retira el fluido de perforación del pozo (el flowback es en torno a un 40 % del inyectado, aunque se puede llegar al 80 %), que será reutilizado para otros procesos de fracturamiento en otros pozos o en otras etapas del mismo pozo. Durante los días posteriores, parte del fluido remanente en la formación puede ser recuperado también. El apuntalante tiene una permeabilidad suficiente para que el flujo de gas mantenga una producción rentable en el pozo. En total, con todas las etapas, un proceso de fracturamiento puede durar entre una y dos semanas dependiendo del número de etapas, aunque en EEUU se han reducido los tiempos a entre tres y cinco días por pozo. Cada etapa por separado puede durar unas pocas horas.

Por lo general, los pozos de gas no convencional tienen una depletación rápida, con producciones elevadas el primer año y un rápido decaimiento en los dos años siguientes. Cuando la producción decae se puede realizar un refracturamiento para alargar la vida de los pozos. La tendencia actual es mantener la producción aguantando parte del gas en el pozo los primeros meses y así alargar la vida del pozo. Estudios en la formación de Marcellus Shale en EEUU han demostrado que de esta forma la cantidad de gas recuperado aumenta.

### 4.3 Geomecánica de la fracturación hidráulica

La base para el proceso de fracturación es el conocimiento del suelo, no solo a nivel geológico sino también a nivel geomecánico. Las rocas de la corteza terrestre son materiales no homogéneos y anisotrópicos, aunque para la simplificación de cálculos en algunas situaciones consideramos el caso ideal de homogeneidad e isotropía. Si sometemos a cualquier roca, independientemente de estas consideraciones, a una carga uniaxial, ésta fallará al llegar a cierto nivel de carga, superando su límite elástico y provocando su ruptura. Cuando retiramos la carga, la roca no vuelve a su estado inicial sino que habrá dejado un espacio abierto causado por una deformación permanente o plástica. Esto significa que las rocas tienen un cierto ciclo de histéresis cuya magnitud depende de las propiedades mecánicas y petrofísicas de la roca (figura 25):

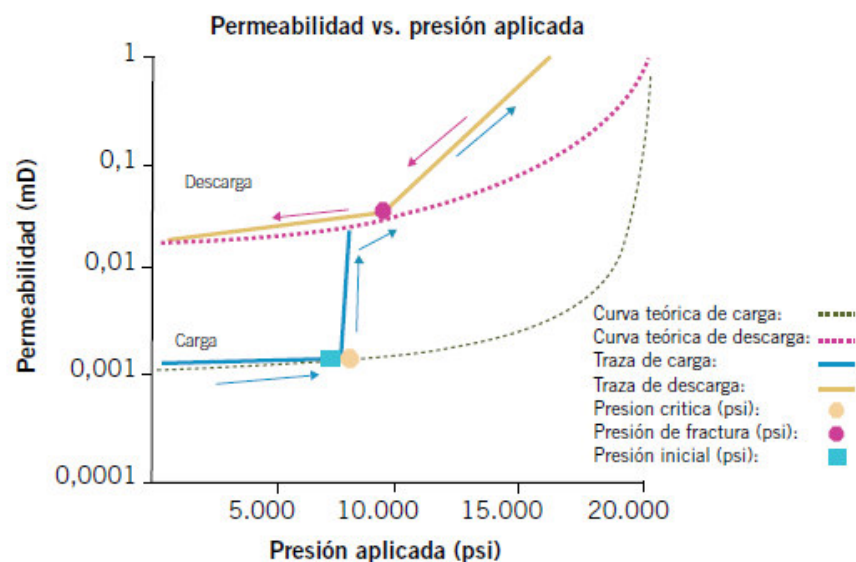


Figura 25: Comportamiento de una roca genérica sometida a una carga uniaxial (Fuente: Petrotecnia).

En la fracturación hidráulica, lo que se pretende es mejorar la permeabilidad del yacimiento mediante la creación de fracturas y huecos en la roca que generan un reservorio artificial (*Stimulated Reservoir Volume* o *SRV*). Este volumen artificial creado es consecuencia de la propiedad que acabamos de ver, y estimula la permeabilidad del yacimiento mejorando la recuperación de gas. Con el motivo de optimizar el SRV y a su vez la recuperación en los pozos, deben estudiarse con detalle los parámetros más importantes de la formación objetivo para comprender su comportamiento. Estos parámetros fundamentales son el ratio de Poisson, el módulo de Young, y los esfuerzos principales.

#### 4.3.1 COEFICIENTE DE POISSON

El ratio o coeficiente de Poisson se define como la relación entre la expansión lateral debida a la compresión longitudinal para una roca sometida a un esfuerzo uniaxial. Este ratio ( $\nu$ ) es usado en la ecuación anterior para convertir la componente del esfuerzo vertical efectivo en la componente del estrés horizontal efectivo (el esfuerzo efectivo se define como el esfuerzo total menos la presión de poro).

El coeficiente de Poisson puede calcularse a partir de las deformaciones mediante:

$$\nu = -\varepsilon_x / \varepsilon_z$$

El valor de  $\nu$  suele variar entre 0 y 0,5 (aunque para materiales augéticos puede tener valores negativos hasta -1).

#### 4.3.2 MÓDULO DE YOUNG

El módulo de Young es el esfuerzo que es necesario aplicar para deformar un material. Es una medida de la rigidez de un material. Se representa mediante la letra  $E$ . Cuando mayor sea el módulo de Young, más duro será el material. A la hora de fracturar un material rígido o duro, las grietas creadas serán más estrechas. En cambio, un material con un bajo módulo de Young implica que las fracturas serán más anchas. El valor del módulo será función de la porosidad, litología, tipo de fluido, y otras variables. Para shales, normalmente varía aproximadamente entre  $10^6$  psi y  $10^7$  psi (entre 6 900 MPa y 68 950 MPa).

#### 4.3.3 ESFUERZOS PRINCIPALES

Uno de los pasos importantes a la hora de decidir el diseño de un pozo es determinar la orientación que va a tener. Para la determinación de la orientación del pozo primero debe determinarse la orientación de los esfuerzos principales del suelo. Una norma general a seguir es que el tramo horizontal del pozo debe ser perforado en la dirección del mínimo esfuerzo horizontal del suelo. Esto permite que las fracturas se abran en planos perpendiculares al pozo y en la dirección del máximo esfuerzo horizontal, extendiéndose en dos direcciones antiparalelas, es decir, con  $180^\circ$  de diferencia entre ellas, lo cual es de alto interés para drenar la mayor parte de formación rodeando el pozo.

Un elemento de suelo a una cierta profundidad está sometido a unos esfuerzos que pueden ser resumidos en tres componentes principales: esfuerzo vertical ( $\sigma_v$ ), esfuerzo máximo horizontal ( $\sigma_H$ ), y esfuerzo mínimo horizontal ( $\sigma_h$ ), donde la relación entre ellos es:

$$\sigma_v > \sigma_H > \sigma_h$$

No obstante, dependiendo de las condiciones geológicas, el esfuerzo vertical puede ser menor que el horizontal máximo, incluso que el horizontal mínimo. Estos esfuerzos son normalmente compresivos y pueden variar su magnitud a lo largo de las formaciones, especialmente en la dirección vertical, de una capa a otra. La magnitud y dirección de los esfuerzos principales son importantes porque nos van a decir la presión requerida para crear y propagar una fractura, así como su forma, extensión vertical y dirección.

Una fractura hidráulica normalmente se propaga perpendicularmente al mínimo esfuerzo horizontal ( $\sigma_h$ ), así que en condiciones normales la fractura será vertical y en dirección del máximo esfuerzo horizontal ( $\sigma_H$ ), como puede observarse en la siguiente imagen (figura 22):

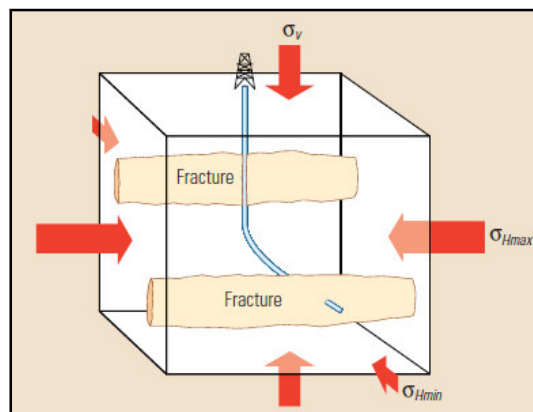


Figura 26: Forma y dirección de las fracturas (Fuente: Schlumberger).

Para determinar la orientación de los esfuerzos existen distintas fuentes: mapas tectónicos y geológicos, se puede medir in situ utilizando ondas de cizalla (*shear waves*), o también directamente realizando un test de fractura y midiendo el azimuth resultante.

El esfuerzo vertical es debido al peso de la columna litológica que existe sobre un punto. No se mide directamente, pero puede ser calculado fácilmente conociendo las densidades de los intervalos litológicos y sus respectivas extensiones. De esta manera podemos obtener el esfuerzo principal horizontal a través de la integral siguiente:

$$\sigma_v = g \int_0^{Z_{TVD}} \rho_b dz$$

Donde  $g$  es la gravedad,  $\rho_b$  es la densidad media de la columna litológica, y  $z$  es la profundidad. En pozos offshore, el peso de la lámina de agua a atravesar también debe ser tenido en cuenta. En general el esfuerzo vertical suele aumentar en 1,1 psi/ft con la profundidad (o 0,3 psi/m).

Por otra parte, el esfuerzo horizontal mínimo puede aproximarse mediante la fórmula:

$$\sigma_{h-iso} \cong \frac{\nu}{1-\nu} (\sigma_v - \alpha P_0) + \alpha P_0 + P_{tec}$$

Donde:

$\sigma_{h-iso}$  = Mínimo esfuerzo horizontal en condiciones de isotropía

$\nu$  = Coeficiente de Poisson

$\sigma_v$  = Esfuerzo provocado por el peso de la roca suprayacente (*Oberburden stress*)

$\alpha$  = Constante de Biot

$P_0$  = Presión de poro

$P_{tec}$  = Esfuerzo provocado por el movimiento tectónico de la zona (*Tectonic stress*)

Esta fórmula simplifica cálculos, ya que está planteada para condiciones de isotropía (caso ideal). El coeficiente de Poisson puede ser obtenido a partir de registros acústicos o de correlaciones obtenidas a partir de la litología. La presión de poro puede ser medida o estimada in situ. La constante de Biot (cte poroelástica) normalmente está entre 0,5 y 1 (nunca puede ser mayor que 1, y suele ser 0,7). Los dos primeros términos que resultan en el lado derecho de la ecuación representan el esfuerzo horizontal generado por el esfuerzo vertical de la roca suprayacente y el comportamiento poroelástico de la formación. El esfuerzo tectónico resulta de especial importancia en zonas con grandes movimientos de placa. En estas zonas hay veces en las que los esfuerzos horizontales superan en magnitud al esfuerzo vertical. Para medir los esfuerzos tectónicos se realizan tests de inyección para medir el esfuerzo horizontal mínimo, y luego se compara con el esfuerzo horizontal mínimo calculado a partir de la ecuación poroelástica para determinar la contribución tectónica.

En el caso de una roca real con condiciones de anisotropía, el cálculo se complica un poco, pero puede ser aproximado utilizando los distintos módulos de Young y coeficientes de Poisson que tiene la roca en sus direcciones horizontal y vertical. El esfuerzo horizontal mínimo por anisotropía puede estimarse entonces mediante la siguiente ecuación:

$$\sigma_{h-aniso} \cong \frac{E_h}{E_v} \cdot \frac{\nu_v}{\nu_H} \cdot (\sigma_v - \alpha P_0) + \alpha P_0 + P_{tec}$$

Donde:

$E_h$  y  $E_v$  son los módulos de Young en la dirección horizontal y vertical respectivamente.

$\nu_v$  y  $\nu_H$  son los coeficientes de Poisson en la dirección vertical y horizontal (mayor) respectivamente.

La diferencia entre la aplicación de una u otra fórmula puede ser muy grande, especialmente si se trata de una formación de *shale*. Para un ejemplo de shale arcillosa (Módulo de Poisson  $\nu = 0,26$  a  $0,30$ ) y comparándolo con otro ejemplo de una arenisca (Módulo de Poisson  $\nu = 0,15$  a  $0,20$ ), se comprueba que para el caso de la shale arcillosa, la diferencia entre el esfuerzo horizontal mínimo entre los casos isotrópico y anisotrópico puede llegar a ser mayor al 50 %, mientras que para la arenisca está en el orden de un 10 %.

Esta es la razón por la cual las lutitas son más difíciles de fracturar que las areniscas o los carbonatos, a pesar de que su Módulo de Young es a menudo mucho menor.

#### 4.4 Determinación del mínimo esfuerzo horizontal

Hemos visto cómo realizar una estimación teórica del esfuerzo horizontal mínimo a partir de algunos de los datos que podemos calcular en el laboratorio obtenidos de una muestra del yacimiento. Sin embargo, en la mayoría de trabajos, para determinar el esfuerzo mínimo horizontal se realiza un test de inyección (*micro-hydraulic fracturing test*) que nos proporcionará la magnitud de dicho esfuerzo. El test básicamente consiste en inyectar fluido a alta presión para provocar una fractura, con el fin de medir la presión de ruptura. El test se realiza desde un pozo vertical una vez que se alcanza la formación objetivo. Para la presurización se utiliza equipamiento especial (figura 27) que incluye packers y una línea hidráulica conectada a superficie.

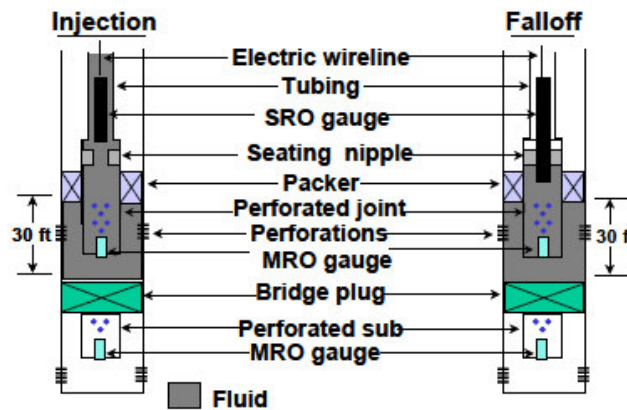


Figura 27: Preparación del fondo de pozo para un test de inyección  
(Fuente: Hydraulic Fracturing White Paper).

Para inducir la fractura, se presuriza el tramo comprendido entre el packer y el tapón de fondo mediante inyección de fluido a alta presión ( $P_w$ ) a través de una bomba en superficie. El caudal de inyección ( $Q_w$ ) se mide en superficie mientras que la presión se suele medir en fondo. Entre la bomba y el packer puede haber varios cientos de metros de tuberías y mangueras hidráulicas, las cuales se expanden bajo presión y proporcionan una presión de almacenaje extra.

Durante la inyección de fluido a un ritmo constante, la presión aumenta hasta que la pared de la formación rompe y el fluido se pierde en la formación rocosa. En este momento, la presión monitoreada en superficie sufre una caída súbita debido a la pérdida de fluido. Se sigue inyectando fluido hasta que se estabiliza la presión y después se para, manteniendo la línea hidráulica cerrada (*shut-in*), y la presión de cierre (*shut-in pressure*,  $P_s$ ) se determina. Esta presión se usa como aproximación para el esfuerzo horizontal mínimo ( $\sigma_h$ ).

Tras el cierre, la presión continua cayendo lentamente por la continua pérdida de fluido hacia la fractura inducida, y unos pocos minutos después se abre la válvula de cierre para restablecer la presión ambiental en el fondo del pozo antes de comenzar un test de reapertura. El test de reapertura se realiza inyectando fluido al mismo ritmo que en el ciclo de fracturación previo. De nuevo, la presión en el pozo incrementa con el tiempo a medida que se va acumulando fluido en él, siempre que la fractura esté cerrada. Posteriormente, cuando la presión está llegando al nivel donde rompe la formación, se estabiliza, y después cae ligeramente debido a la pérdida de fluido en la formación cuando la fractura empieza a abrirse. La presión de reapertura se determina en el momento en que la curva presión-tiempo

se desvía de su trayectoria lineal. Después de esto las bombas se detienen y se mantiene la válvula de *shut-in* hasta la estabilización.

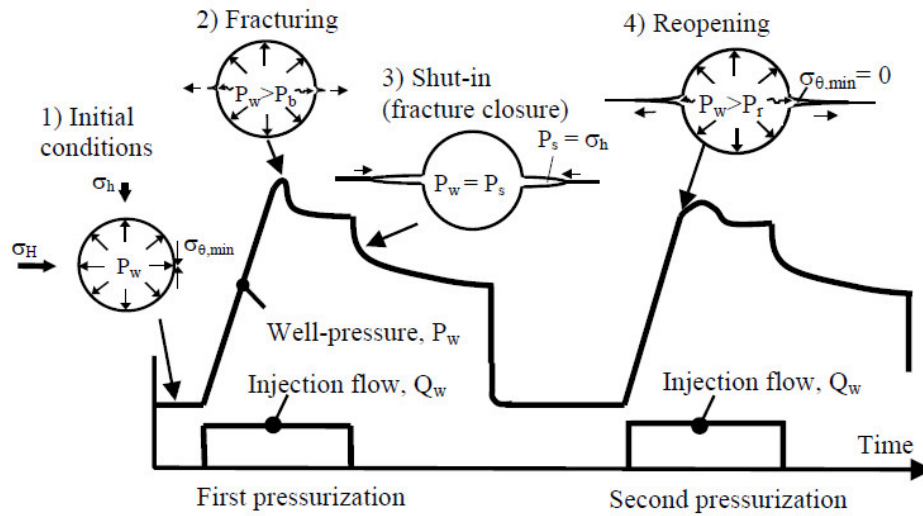


Figura 28: Perfil de presiones tipo en un test de inyección para determinar esfuerzos horizontales (Fuente: Berkeley Lab)

El esfuerzo horizontal mínimo ( $\sigma_h$ ) se determina a partir de la presión *shut-in* instantánea (ISIP), pero debe tenerse en cuenta que pueden cometerse errores de cientos de psi con esta aproximación.

#### 4.5 Determinación del máximo esfuerzo horizontal

Una vez determinado el esfuerzo horizontal mínimo, el esfuerzo horizontal máximo ( $\sigma_H$ ) puede ser evaluado usando la ecuación de Bredehoeft:

$$\sigma_H = 3\sigma_h - P_r - P_0$$

donde  $P_r$  es la presión de reapertura y  $P_0$  es la presión de poro en la fractura. Hay que tener en cuenta que esta ecuación deriva de la solución de Kirsch para un agujero circular sujeto a una presión interna en un medio elástico isotrópico y homogéneo, condiciones tomadas como ideales. Es asumido que la reapertura se produce cuando la presión del fluido aplicada en la pared del pozo es suficientemente alta como para contrarrestar el esfuerzo mínimo tangencial ( $\sigma_{\theta}^{\min}$  en la figura 28), que resulta de los dos esfuerzos horizontales:

$$\sigma_{\theta,\min} = 3\sigma_h - \sigma_H$$

En el campo, se ha demostrado que la presión de reapertura depende del ritmo de inyección de fluido. Esta dependencia indica que el fluido penetra en la fractura previamente creada para abrirla por presión interna dentro de la fractura. Si el fluido penetra en la fractura, entonces el



uso de la ecuación de Bredehoeft puede darnos una estimación muy pobre del esfuerzo horizontal máximo, y debe usarse por tanto una ecuación alternativa.

En el caso ideal, el fluido no penetra en la fractura hasta que ésta se reabre. Si por el contrario la fractura conduce agua en su posición de incompletamente cerrada, la evaluación del máximo esfuerzo horizontal se verá afectada (figura 29):

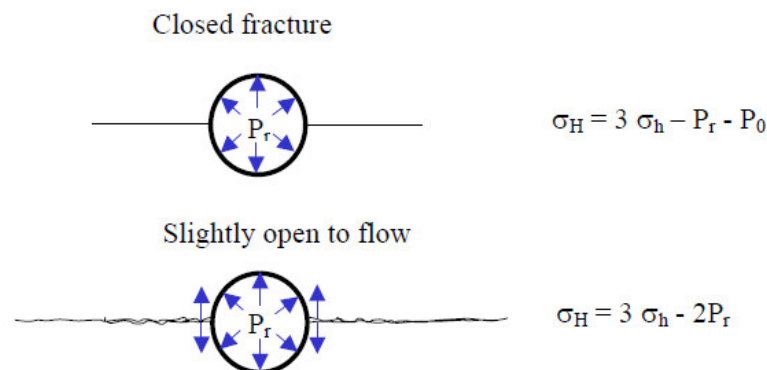


Figura 29: Influencia del fluido dentro de la fractura en el test de reapertura (Fuente: Berkeley Lab).

Si la fractura es ligeramente conductora, la presión puede penetrar parcialmente y esta será igual a la presión del pozo. En tal caso,  $P_0$  en la ecuación de Bredehoeft puede ser sustituido por  $P_r$  para obtener:

$$\sigma_H = 3\sigma_h - 2P_r$$

En el caso extremo, con una fractura muy conductora, el fluido podría penetrar completamente en ella en su posición cerrada y formar una presión uniforme a lo largo de toda la superficie interna de la fractura. En tal caso la presión de reapertura es igual al esfuerzo horizontal mínimo ( $\sigma_h = P_r$ ) y en este caso no podemos determinar el esfuerzo horizontal máximo debido a que la respuesta de la presión no mostraría ningún efecto del esfuerzo tangencial del pozo.

## 4.6 Fluidos de fracturación

El fluido de fracturación es bombeado a una presión de aproximadamente unos 20 000 psi con el fin de provocar las fracturas en la formación. La base del fluido suele ser agua en un alto porcentaje, aproximadamente del 90 %, aunque se han utilizado otros como dióxido de carbono, nitrógeno gas, o propano. A la base se le añade un agente apuntalante o *propan*, cuya función es mantener las fracturas abiertas una vez éstas se han producido. Además, se añaden sustancias químicas que mejoran las propiedades del fluido en cantidades muy

pequeñas. Un fluido de fracturación ideal debe ser compatible con la formación objetivo, compatible con el fluido objetivo, y ser capaz de generar la suficiente presión como para romper la roca y crear grietas anchas. Otras características importantes del fluido son las viscosidad y la densidad. El fluido necesita tener una buena viscosidad para ser capaz de crear buenas fracturas y para transportar el *propan*t hasta dichas fracturas. Esta viscosidad además debe ser reducida tras la fracturación para que sea posible la recuperación de mayor parte del fluido. La densidad afecta a la presión que puede ser aplicada desde superficie y también condiciona la cantidad de *flowback*. Una última consideración al respecto es la eficiencia del fluido, definida como la cantidad de fluido que permanece en la fractura en cualquier momento del tiempo, comparada con la cantidad total inyectada en ese mismo momento: si la eficiencia es baja, el volumen estimulado será mucho menor que el fluido inyectado, y si la eficiencia es alta produciremos una fractura que no se cerrará tras el retiro del fluido porque habremos conseguido retener suficiente *propan*t en la grieta creada.

Los fluidos recuperados, referidos como *flowback*, son tratados posteriormente en superficie o inyectados bajo tierra, aunque esta práctica está cayendo en desuso por las fuertes normativas ambientales que pretenden evitar fugas y contaminaciones. El *flowback* puede usarse de nuevo para fracturar otras etapas del pozo, y la mayoría acaba en la formación objetivo ocupando el espacio que previamente ocupaba el gas.

A veces la elección del fluido depende de cómo reacciona éste con la formación. Por ejemplo, algunas arcillas reaccionan con el agua, pudiendo hincharse. En otras ocasiones, simplemente el yacimiento responde mejor a otro tipo de fluidos con los que se ha experimentado en él, y se decide usar éstos. Algunas de las mezclas utilizadas hoy en día se especifican a continuación.

#### 4.6.1 GUAR GUM

La goma Guar se extrae de las semillas de Guar, una planta que crece principalmente en el norte de India. A partir de las semillas se elabora una sustancia gomosa que durante mucho tiempo ha sido utilizada ingrediente en algunas comidas, cosméticos, drogas, explosivos y papel. La demanda, sin embargo, está hoy en día siendo incrementada gracias al 'boom' del shale gas. La goma Guar se ha convertido en un componente clave de la mezcla de agua, arena, y componentes químicos que es usada para la fracturación hidráulica. Halliburton, la

mayor compañía proveedora mundial de servicios de fracking, afirma que los precios para algunas variedades de esta planta han subido hasta un 800 % desde enero de 2011.

#### 4.6.2 SLICKWATER

Es la opción preferida, consistente en un fluido con base de agua. La traducción del término *slickwater* es *agua oleosa*. Muchos programas de fracturación hidráulica no usan goma guar como aditivo para conseguir un fluido mucho más acuoso para transportar el apuntalante. Esto proporciona una menor viscosidad, lo que hace necesario reducir la densidad y el diámetro de las partículas de apuntalante. Estos fluidos son más baratos, pero van de la mano de la polémica, ya que añaden a su composición aditivos conocidos como reductores de fricción al agua para mejorar la eficiencia en la extracción de gas. Halliburton y Forest Oil Corp. afirman que con este tipo de fluidos es posible bombear a un ritmo de 100 bbls/min, mientras que sin los fluidos slickwater el ritmo de bombeo es de unos 60 bbls/min. También permite la extracción en capas más profundas y más presurizadas de shale. Es adecuado para formaciones frágiles, con un contenido en sílice de hasta un 40 %.

#### 4.6.3 PERMSTIM GEL

Halliburton ha creado este fluido que supera los resultados de los fluidos basados en goma guar. Este fluido ha proporcionado un sistema más limpio y robusto que ha resultado en tratamientos más rentables y ha mejorado el rendimiento. PermStim está basado en un derivado de un polímero que no contiene residuo insoluble. El fluido puede aplicarse en un amplio rango de temperaturas (38 °C a 135 °C). Otros beneficios de este fluido: mejora la limpieza del pozo, estimula el transporte de apuntalante, mejor control de la viscosidad, tolerancia a las sales. Los geles suelen ser usados cuando el contenido en sílice es menor y por lo tanto la formación es más dúctil.

#### 4.6.4 LPG

Consiste en una mezcla de propano (que en ocasiones puede contener algo de butano) que se presuriza hasta alcanzar la consistencia de un gel. Este fluido no contiene agua. El LPG se mezcla de forma natural con el petróleo, así que vuelve a la superficie mezclado con petróleo o gas, donde es separado. Es eléctricamente neutro y no presenta mucha fricción, no disuelve sales, metales pesados o material radioactivo, lo cual son ventajas con respecto al agua, que

tiene que ser tratada posteriormente al sí disolver dichos materiales tóxicos o contaminantes. El LPG elimina el *flowback* lo cual es una gran ventaja, pero también incrementa sustancialmente el coste de la operación ya que es mucho más caro que el agua. Otra desventaja del LPG es que es inflamable, lo cual aumenta la dificultad de su manejo, y además hay que disponerlo en cantidades suficientes.

#### **4.7 Agente apuntalante**

El apuntalante comunmente utilizado es arena. La misión del apuntalante es mantener las fracturas creadas abiertas una vez que el fluido de perforación es retirado, ya que en ausencia de éste, las fracturas tienden a volver a cerrarse. Para crear las fracturas, primero se bombea a presión el fluido de fracturación en ausencia del apuntalante, y cuando las fracturas han sido abiertas comienza a bombearse junto con el fluido. En un pozo de shale gas se usan de media entre 2 000 tn y 3 000 tn de arena, y para una etapa de fracturación su usan entre 100 tn y 200 tn.

El Instituto Americano del Petróleo (API) regula las especificaciones de la arena en cuanto al tamaño, esfericidad, resistencia y mineralogía. La solubilidad es otro factor a tener en cuenta, aunque las arenas ricas en sílice, que son clave en el uso como apuntalante, no son solubles. En otras ocasiones se ha usado un apuntalante sintético en lugar de uno natural como la arena. Estos pueden ser cerámicos, o bauxita sinterizada, arenas resinadas y otros. Los cerámicos tienen pesos muy ligeros y densidades menores que las arenas por lo general. Esto facilita que penetren en las fracturas y además tienen mejor capacidad de fluir que tamaños similares de arena y de partículas resinadas. Los cerámicos tienen una alta resistencia y son termalmente muy estables, además de ofrecer una alta conductividad; sin embargo su desventaja es el precio frente a la arena o a la arena resinada.

Por lo general, a mayor profundidad se usan cerámicos y a menor profundidad se usa arena de sílice, aunque existen otros factores condicionantes como el presupuesto de la operadora.

#### **4.8 Aditivos químicos**

Los aditivos químicos que se añaden al fluido de fracturación para mejorar sus propiedades son uno de los aspectos más polémicos del fracking. Estos productos tienen diversas

funciones, de las cuales las más importantes son garantizar la correcta introducción en las fracturas de las arenas y materiales cerámicos, que permiten apuntalarlas y mantenerlas abiertas con altas presiones litostáticas y evitar el hinchamiento de las arcillas que podrían obstruir el canal de permeabilidad creado. Los aditivos son por tanto necesarios para que el proceso de fracturación sea efectivo y eficiente. En un principio, las compañías mantenían en secreto los componentes que añadían al fluido, que incluían biocidas, ácidos para controlar el pH, surfactantes y otros productos que son nocivos y pueden ser perjudiciales para la salud, además de contaminar acuíferos incluso en muy bajas concentraciones si se producía un derrame en superficie o una fuga a través de un fallo en la integridad del pozo. Se ocultaban estos componentes para evitar el plagio por otras empresas, pero el hecho causó miedo en la población, que empezó a preguntarse por qué las empresas ocultaban la naturaleza de tales productos y la opinión pública comenzó a oponerse al fracking. Es por esto por lo que en EEUU se impuso la obligación a las compañías explotadoras de especificar qué sustancias concretas usaban durante la fracturación. Así fue como surgió *FracFocus* ([www.fracfocus.org](http://www.fracfocus.org)), una web donde se recogen todos los productos químicos y aditivos que llevan los fluidos de fracturación en absolutamente todos los pozos perforados en EEUU. La web permite localizar el pozo de interés en la pestaña "*Find a well*", proporcionando el nombre del pozo, las coordenadas del pozo, el número de identificación API del pozo, fechas de inicio y fin de las operaciones, la compañía operadora, cantidad de agua usada, profundidad del pozo... así como otros muchos datos específicos, y por supuesto una lista descargable en formato pdf de todas las sustancias químicas que han sido usadas para la fracturación.

El 99,5 % del fluido consiste en agua y arena. El 0,5 % restante consiste en estos aditivos químicos (biocidas, controladores de pH, surfactantes, inhibidores de arcillas...). La mayoría de estos productos son usados en otros ámbitos de la vida cotidiana, como productos cosméticos, de limpieza, o incluso presentes en algunos alimentos. En el siguiente cuadro se resumen (tabla 9) los compuestos más usados en la fracturación hidráulica:

Tabla 9: Aditivos químicos y sus usos comunes.

Aditivos	Componente principal	Uso más común
Ácidos	Ácido clorhídrico	Químicos de piscina y limpieza química e industrial
Bactericidas	Glutaraldehído	Desinfectante de equipos médicos y odontológicos
Estabilizador de arcillas	Cloruro de colina	Alimentación animal saludable
Inhibidor corrosión	N,N-Dimetilformamida	Disolvente de polímeros
Inhibidores	Etilenglicol	Anticongelante y refrigeración en automoción
Antioxidante	Disulfito de amonio	Cosméticos, vinificación
Gelificantes	Goma arábica (E-414) e hidroxiacetilcelulosa	Espesante utilizado en cosméticos, salsas y aderezos de ensalada
Salmueras	Cloruro de Ca o Na	Conservante alimentario
Reductores de fricción	Destilados del petróleo. Poliacrilamida	Cosméticos de peluquería, maquillaje. Acondicionador de suelos no tóxico
Control del ión Fe	Ácido cítrico	Conservante y antioxidante de la industria alimentaria

## 4.9 Uso del agua

La disponibilidad de agua de una zona puede ser un factor determinante a la hora de elegir un fluido de fracturación u otro. En un pozo de *tight gas* o *shale gas* se pueden utilizar de media 20 000 m<sup>3</sup>, y para cada fractura o etapa se usan de media 1 000 m<sup>3</sup>. El uso eficiente del agua es un aspecto fundamental en la industria de la explotación del shale gas. Este agua puede provenir de la superficie del lugar (ríos, lagos, u océano), de pozos locales en acuíferos, bien previamente existentes o contruídos para tal fin, o transportada desde otro emplazamiento, lo cual requiere flotas de camiones y es más costoso. El transporte de agua hasta el lugar de uso y su posterior gestión puede ser una actividad a gran escala, mermando beneficios de la explotación de gas.

En áreas con escasez de agua, la extracción de agua puede traer serias consecuencias para el medioambiente: puede bajar el nivel freático, afectar a la biodiversidad, y dañar los ecosistemas locales. También reduce la cantidad de agua disponible para su uso por las comunidades locales, y para actividades como la agricultura.

Incluso en áreas en las que la escasez de agua no es una preocupación, el uso de grandes cantidades de agua para la fracturación puede afectar a la vida acuática. Afortunadamente, el reciclado del agua en el proceso de fracturación es posible, reduciendo drásticamente el impacto ambiental. El 40 % del agua usada para fracturar vuelve a la superficie como *flowback* en los primeros días. Este agua sin embargo tiene una cantidad de sólidos disueltos como sales, materia orgánica u otros minerales que afectan a la calidad del fluido: generan cambios subitos del pH, producen corrosión en el entubado... etc, y por lo tanto requieren de un tratamiento para eliminar esta cantidad de TDS (*Total dissolved solids*). Esto tiene una doble ventaja: a parte de que se ahorra en consumo de agua también se evita tener que disponer de ella inyectándola en pozos de almacenamiento profundo.

Otro aspecto importante que cabe destacar aquí es el alto grado de eficiencia que tienen los recursos de agua en la fracturación hidráulica. En el siguiente gráfico se compara la generación eléctrica entre las distintas tecnologías de producción en función de la cantidad de agua requerida para generar un megavatio-hora de electricidad:

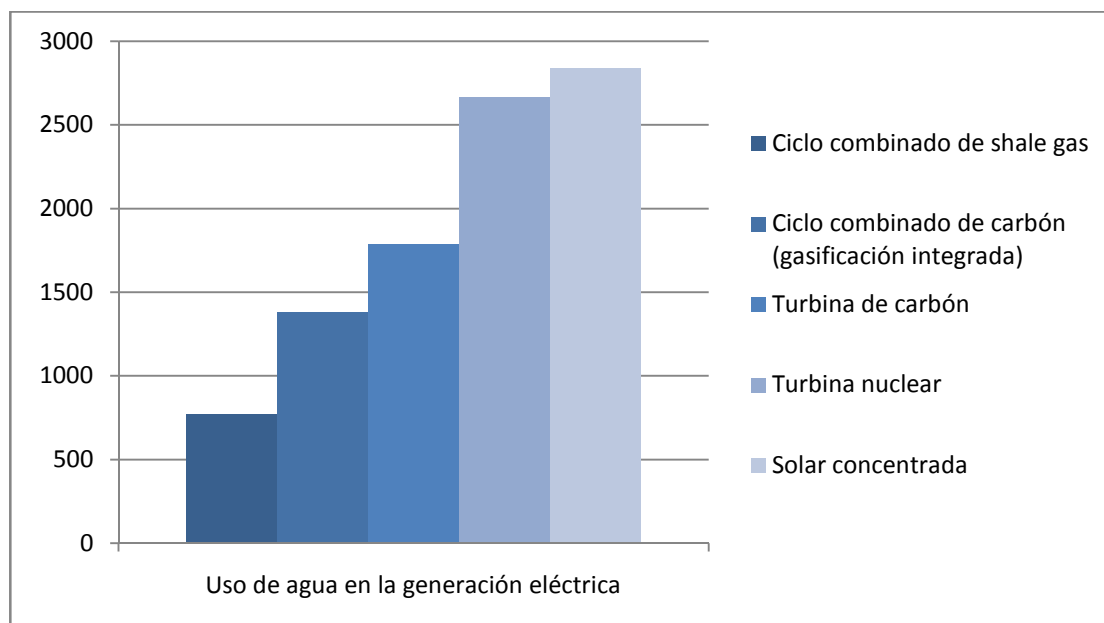


Figura 30: Consumo de litros de agua por Megavatio-hora de electricidad generado  
(Datos obtenidos de Hightower, 2008).

A partir de este gráfico se obtiene que la generación eléctrica a partir de shale gas requiere un 56 % menos de agua que el carbón, un 71 % menos que la nuclear, y un 73 % menos que la solar.

#### 4.9.1 PROCESOS DE GESTIÓN DE AGUAS DE RETORNO

Existen diferentes opciones para la gestión del agua: minimización, reciclado o reutilización, desechado y tratamieto. Las dos primeras, minimización y reciclado/reutilización, suelen hacerse cuando la opción de deshacerse del *flowback* no es posible.

El reciclado puede suponer beneficios económicos y ambientales, pero también puede generar productos residuales concentrados con contaminantes, que deben ser tratados de forma cautelosa. Otro inconveniente del reciclado es la cantidad de energía que consume, ya que el *flowback* debe ser tratado para retirar sólidos disueltos antes de su reutilización.

El desecho de agua en superficie es ilegal, así que la única forma de deshacerse del fluido es inyectándolo en pozos a mucha profundidad. Esto requiere menos esfuerzo y conlleva menos riesgo de que los productos contaminantes afecten al medio ambiente, sin embargo, esta práctica está comenzando a ser cuestionada debido a asociaciones con terremotos. Ohio y Texas, en EEUU, han sido algunos ejemplos en los que se ha producido inyección de aguas de deshecho en profundidad y han activado fallas de las que se desconocía su existencia, lo que ha originado movimientos sísmicos. Además, el agua de desecho debe ser transportada hasta los pozos de desecho, lo cual aumenta costes. En otras ocasiones, se inyecta el agua en el mismo pozo productor con el fin de compensar la pérdida de presión que ha sufrido el yacimiento debido a la producción de gas.

El tratamiento es la opción más complicada y costosa. A menudo implica la retirada de materia orgánica, sales, contaminantes y otras sustancias peligrosas para la inyección en profundidad sin peligro. El agua de retorno y sus derivados se envían a centros de tratamiento de aguas de deshecho (CTW) donde se aplican procesos adicionales como la coagulación y la decantación.



## 5 Microsísmica

En la naturaleza, los movimientos sísmicos son generados por el deslizamiento de bloques en macizos rocosos que se producen a lo largo de fallas o fracturas naturales. Estos movimientos son consecuencia de la acumulación de esfuerzos compresivos debidos a rocas suprayacentes o al las fuerzas tectónicas que actúan en el lugar. Al principio la acumulación de esfuerzos genera una deformación elástica, lenta y progresiva, que implica que se vaya acumulando energía elástica en esos puntos de discontinuidad. Cuando se alcanza el límite elástico, esta energía se libera produciendo un deslizamiento a lo largo de la falla de un bloque sobre otro, generando calor y ondas sísmicas. Son movimientos rápidos, del orden de 10 cm/s a 100 cm/s.

Los movimientos sísmicos son registrados a través de sismógrafos en superficie, o también mediante sensores transductores de desplazamiento, velocidad y aceleración, denominados geófonos, que convierten el movimiento del suelo en señales eléctricas.

La diferencia entre seísmos y microseísmos radica básicamente en la magnitud del evento. Los eventos sísmicos se miden en la escala de Richter, una escala logarítmica que asigna un valor numérico arbitrario para cuantificar la cantidad de energía liberada por un seísmo. Al ser escala logarítmica, también podemos encontrar valores de magnitud negativos. Los valores de la escala varían entre -8 y 10 (tabla 5). La microsismicidad se encuentra entre los valores de magnitud de -4 y 2 (señalados en rojo).

Tabla 10: Magnitud sísmica.

Magnitud	Clase	Dominio	Desplazamiento
8 - 10	Muy grande	Riesgo sísmico	4 - 40 m
6 - 8	Grande	Riesgo sísmico	0,4 - 4 m
4 - 6	Moderado	Riesgo sísmico	4 - 40 cm
2 - 4	Pequeño	Riesgo sísmico	4 - 40 mm
0 - 2	Micro	Vigilancia	0,4 - 4 mm
-2 - 0	Nano	Vigilancia	0,04 - 0,4 mm
-4 - -2	Pico	Vigilancia	4 - 40 $\mu$ m
-6 - -4	Femto	Laboratorio	0,4 - 4 $\mu$ m
-8 - -6	Atto	Laboratorio	0,04 - 0,4 $\mu$ m

Los eventos microsismos son prácticamente imperceptibles para el ser humano. Como se explicará en los siguientes apartados, los seísmos y microseísmos pueden ser inducidos por la actividad humana o pueden provocarse de forma natural.

## 5.1 Sismicidad natural e inducida

Entendemos por sismicidad inducida aquella actividad que es producida y/o anticipada por la acción humana derivada de trabajos que interaccionan con el suelo o el subsuelo. Son muy diversas las actuaciones humanas que potencialmente pueden generar sismicidad: colapsos de estructuras mineras, llenado de pantanos, explotación de hidrocarburos convencionales, inyección de aguas residuales en el subsuelo, trabajos de geotermia, etc.

La fracturación hidráulica o *fracking* es una de ellas: es una actividad que genera sismicidad, si bien es cierto que mayoritariamente se sitúa en el rango de microsismicidad. En consecuencia, es un aspecto que debe monitorizarse, y así se hace en todos los países occidentales donde existen proyectos de investigación o producción de hidrocarburos no convencionales en los que se emplea fracturación hidráulica.

La sismicidad inducida y la sismicidad natural se originan por los mismos procesos geológicos, de forma inducida o natural respectivamente, y son siempre el resultado de la rotura o el deslizamiento por cizalla de bloques del macizo rocoso a lo largo de planos de falla, y en muchos casos es difícil distinguirlas.

Los microsismos originados por la fracturación hidráulica se producen cuando el fluido inyectado rompe la formación y se produce la apertura de microfracturas o la reactivación de otras microfracturas preexistentes en la red de fracturas naturales de la formación. En ocasiones excepcionales puede reactivarse una falla preexistente, y esto puede ocasionar un seísmo de cierta magnitud, pero la mayoría de trabajos de fracturación hidráulica no tiene la capacidad de producir la activación de fallas. En cualquier caso, los proyectos de fracturación siempre se realizan posteriormente a un estudio geológico de la zona para determinar las posibles discontinuidades existentes, y siempre se trata de fracturar la formación en suelos tectónicamente estables. Cuanto más estable tectónicamente sea la zona donde se van a realizar los trabajos, menor posibilidad de que se reactiven fallas preexistentes, como es lógico.

### *Actividad sísmica en España*

El siguiente mapa (figura 31) muestra las zonas en España con mayor peligro sísmico asociado. Las zonas en marrón oscuro y rojo, SE peninsular, corresponden con la zona de colisión activa entre el Orógeno Bético y la Cuenca del Guadalquivir:

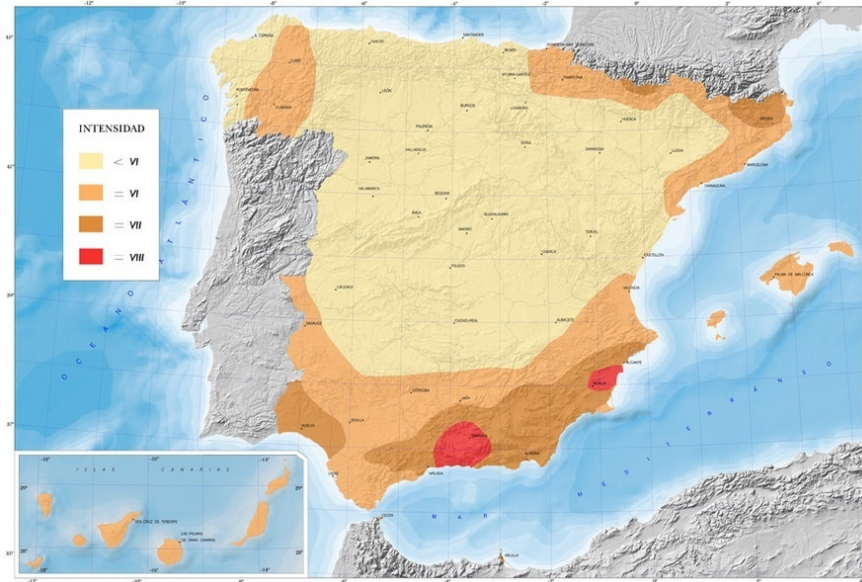


Figura 31: Mapa de peligrosidad sísmica en España (Fuente: Instituto Geográfico Nacional).

Con una menor actividad sísmica pero también de cierta importancia es el Orógeno Pirenaico, también del Terciario pero más antiguo. En cuanto a la presencia de fallas, en el siguiente mapa (figura 32) se muestran las más importantes, correspondientes también a la zona del SE peninsular:



Figura 32: Fallas principales en España (Fuente: IGME).

Las líneas en rojo representan fallas activas del Cuaternario. Las rosas y azules representan fallas inactivas del Cuaternario y Plioceno respectivamente. Como puede verse, a excepción de la zona mediterránea del SE, el resto del territorio es estable o muy estable y no existen fallas antiguas que pudieran ser reactivadas por esfuerzos naturales o actividad humana.

## 5.2 El mapeo microsísmico como herramienta de control

La microsísmica, o mapeo microsísmico, es una herramienta muy potente que se define, en el ámbito de la ingeniería de los hidrocarburos, como la técnica utilizada para rastrear la propagación de una fractura hidráulica a medida que avanza a través de una formación. Podemos resumir las funciones de la microsísmica en dos principales: registrar la evolución de la fractura en tiempo real, y evaluar el crecimiento de las fracturas para cambiar parámetros en el diseño del tratamiento y optimizar la eficiencia de la fracturación. Con las mejoras en los receptores de fondo y el advenimiento de ordenadores mucho más rápidos, esta tecnología se ha hecho disponible para una aplicación más general.

El procedimiento para monitorear la actividad de un proceso de fracturación consiste en realizar un sondeo de control, que puede ser vertical o paralelo al pozo a fracturar. En este sondeo de control se colocan una serie de geófonos, encargados de recibir y procesar las ondas P y S generadas por la roca al romperse.



Figura 33: Sondeo de control con geófonos para monitoreo de las diferentes etapas de fracturación  
(Fuente: Trabajos de Geología, Universidad de Oviedo, 33 : 201-229).

Las ondas recibidas por los geófonos proporcionan información acerca de la posición, la dirección y el desarrollo de la fractura, y son enviadas en un stream de datos continuo a un ordeador que registra los datos a través de un software adecuado. Se detectan, localizan y muestran microsismos en tiempo real para que los ingenieros obtengan la ubicación y la propagación aproximada de la fractura. El software de mapeo permite realizar un modelado, diseño de levantamiento, detección y localizaciones microsísmicas, un análisis de incertidumbre, una integración de datos y una visualización para interpretación (figura 33). Cada etapa de fracturación se realiza en un color diferente, y los eventos microsísmicos se representan con pequeñas esferas de tamaños más o menos grandes en relación con la magnitud del evento. Con ello se consigue mostrar el crecimiento progresivo de la fractura y la respuesta del subsuelo ante las variaciones de bombeo. Cuando se representa en tiempo real, la actividad microsísmica permite modificar el diseño del tratamiento de estimulación con el fin de asegurar un contacto óptimo entre el pozo y el yacimiento. Esta técnica nos proporciona una información muy valiosa acerca de la eficacia de la estimulación de un yacimiento que se puede utilizar para mejorar su desarrollo a la hora de completar el pozo.

## 6 Descripción de la Cuenca Vasco-Cantábrica

A continuación se realiza la descripción geológica de la cuenca Vasco-Cantábrica, donde se estima que pueden existir unos recursos de *shale gas* de elevada importancia con los que España podría conseguir la independencia energética de gas durante más de 30 años.

Localizada al norte de la península, esta cuenca contiene una serie de lutitas ricas en materia orgánica originadas durante el periodo Jurásico y con potencial para generar gas húmedo y condensados.

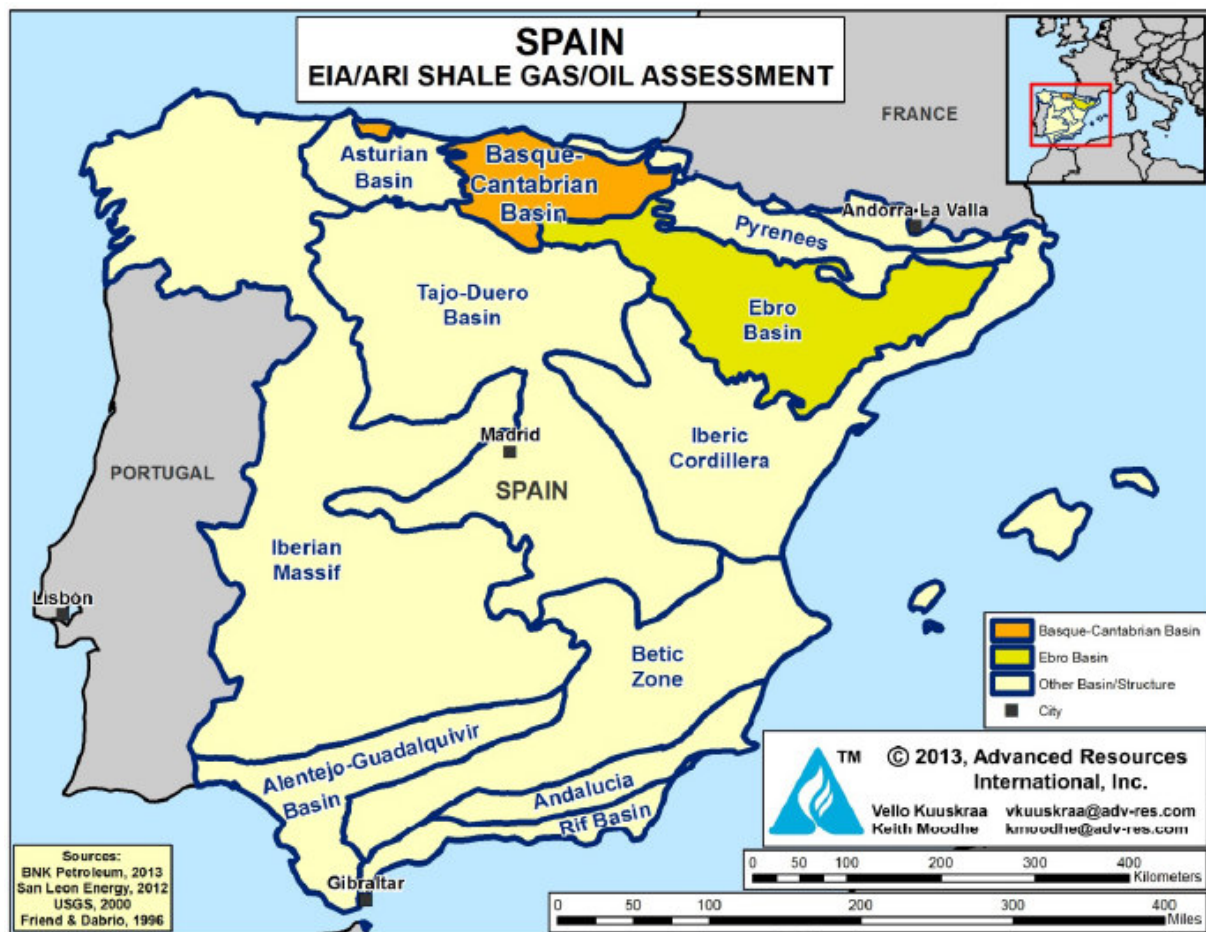


Figura 34: Cuencas de interés en la Península Ibérica (Fuente: ARI, 2013).

La lutita marina del Jurásico en la cuenca contiene, según las estimaciones de la EIA, una cantidad de gas que ronda los 42 tcf (equivalente a 1 1 88,6 bcm) in situ. De esa cantidad se calcula que un total de 8 tcf son recuperables con las tecnologías actuales. Además de esto, también se estima la presencia de cerca de 3 Bbbls de *shale oil* condensado in situ, de los cuales sólo 0,1 Bbbls serían recuperables técnicamente.



Basic Data	Basin/Gross Area		Basque-Cantabrian (6,620 mi <sup>2</sup> )
	Shale Formation		Jurassic
	Geologic Age		L. - M. Jurassic
	Depositional Environment		Marine
Physical Extent	Prospective Area (mi <sup>2</sup> )		2,100
	Thickness (ft)	Organically Rich	600
		Net	150
	Depth (ft)	Interval	8,000 - 14,500
		Average	11,000
Reservoir Properties	Reservoir Pressure		Slightly Overpress.
	Average TOC (wt. %)		3.0%
	Thermal Maturity (% Ro)		1.15%
	Clay Content		Medium
Resource	Gas Phase		Wet Gas
	GIP Concentration (Bcf/mi <sup>2</sup> )		49.8
	Risked GIP (Tcf)		41.8
	Risked Recoverable (Tcf)		8.4

Figura 35: Propiedades del yacimiento y del recurso de shale gas en la cuenca (Fuente: ARI)

Basic Data	Basin/Gross Area		Basque-Cantabrian (6,620 mi <sup>2</sup> )
	Shale Formation		Jurassic
	Geologic Age		L. - M. Jurassic
	Depositional Environment		Marine
Physical Extent	Prospective Area (mi <sup>2</sup> )		2,100
	Thickness (ft)	Organically Rich	600
		Net	150
	Depth (ft)	Interval	8,000 - 14,500
		Average	11,000
Reservoir Properties	Reservoir Pressure		Slightly Overpress.
	Average TOC (wt. %)		3.0%
	Thermal Maturity (% Ro)		1.15%
	Clay Content		Medium
Resource	Oil Phase		Condensate
	OIP Concentration (MMbbl/mi <sup>2</sup> )		3.4
	Risked OIP (B bbl)		2.9
	Risked Recoverable (B bbl)		0.14

Figura 36: Propiedades del yacimiento y del recurso de shale oil en la cuenca (Fuente: ARI)

Las rocas jurásicas de la cuenca Vasco-Cantábrica afloran en superficie por el este y por el oeste de la cuenca, lo cual nos proporciona información geológica del yacimiento y de las propiedades de la formación de *shale*. El análisis de muestras de estas rocas indica que la materia orgánica es de tipo I y tipo II, con valores de TOC de hasta 25 %, dado que las de superficie son muestras inmaduras.

## 6.1 Introducción

Las formaciones de *shale* de las primeras etapas del jurásico "Comino" y "Camino Pedroso" (Toarciano y Pliensbachense) fueron creadas en ambientes marinos de sedimentación profunda, siguiendo la extensión tectónica. Las lutitas están intercaladas entre calizas y margas que, al igual que en el yacimiento norteamericano de Bakken Shale en la cuenca de Williston, pueden proveer capacidad de almacenaje adicional al gas y a los condensados de petróleo que fueran expulsados de la roca madre de lutitas.

La cuenca abarca un total de 17 146 km<sup>2</sup> (6 620 mi<sup>2</sup>), y está limitada por fallas y márgenes al este y al sur, y por el mar Cantábrico al norte. La cuenca Vasco-Cantábrica contiene una secuencia de formaciones que albergan shales ricas en contenido orgánico originarias del

periodo Silúrico y Ordovícico, de la era Jurásica y Cretácica. De entre éstas, las que se generaron en el Jurásico inferior son las que parecen tener mayor potencial.

## 6.2 Secuencia geológica

### 6.2.1 SHALES DEL JURÁSICO

La cuenca contiene una serie de regionalmente importantes lutitas negras de espesor considerable generadas en la era Jurásica, incluyendo el "Lias Shale" de la primera parte del periodo. En el mapa siguiente se detalla el área de mejor calidad prospectiva, que abarca unos 5 439 km<sup>2</sup> (2 100 mi<sup>2</sup>) y que incluye el "Lias Shale" en la parte más al oeste de esta compleja cuenca geológica. Para establecer el área prospectiva se ha usado información sobre la parte erosionada del "Lias Shale" (figura 37):

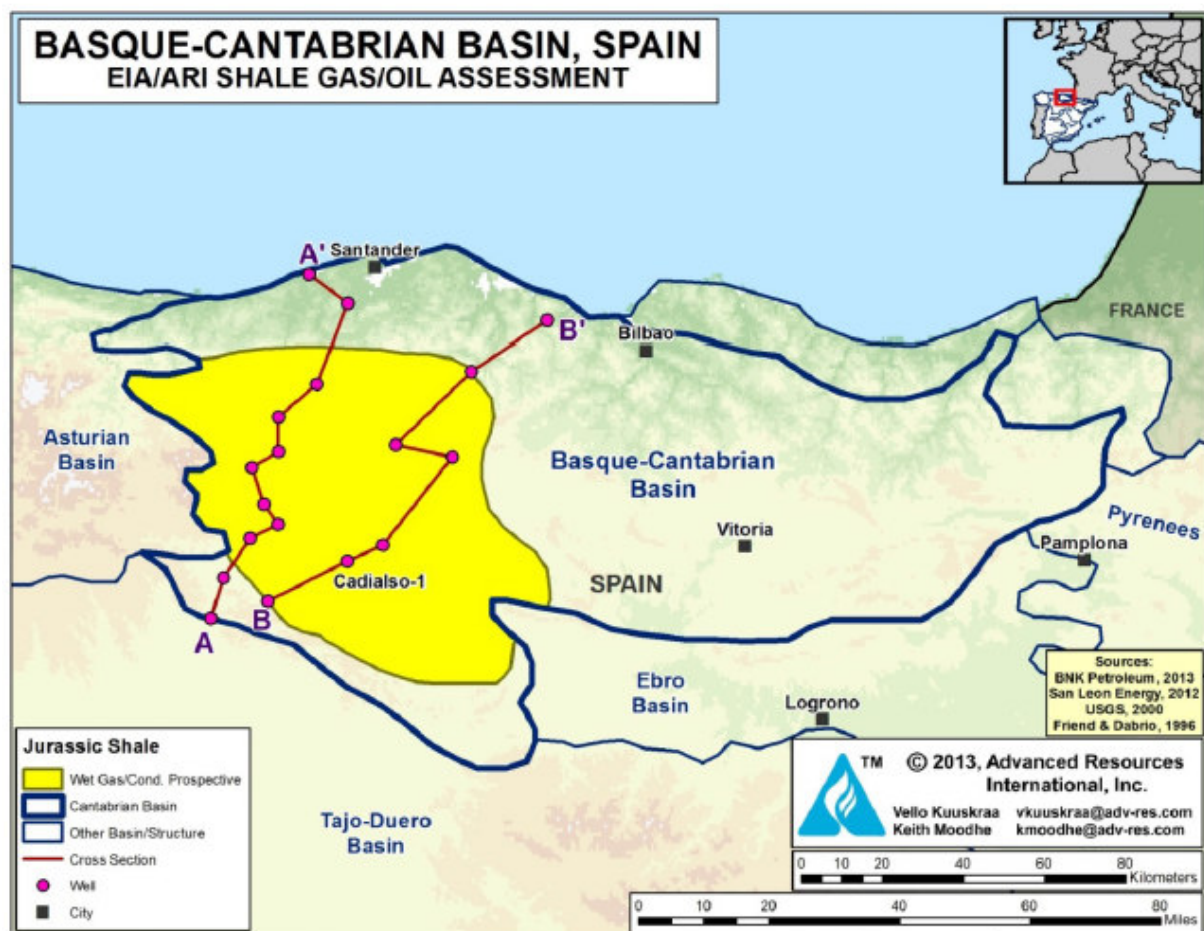


Figura 37: Área prospectiva (Fuente: ARI)

Una serie de lutitas negras intercaladas con carbonatos aparecen en este intervalo. En las siguientes figuras se muestran dos cortes geológicos (A-A' y B-B') que identifican la secuencia de las shales negras del Jurásico en el área prospectiva. Estos dos cortes también se



muestran en la figura previa, donde puede identificarse el sondeo "Cadalso-1" cerca de la zona del suroeste, al final de la sección B-B'.

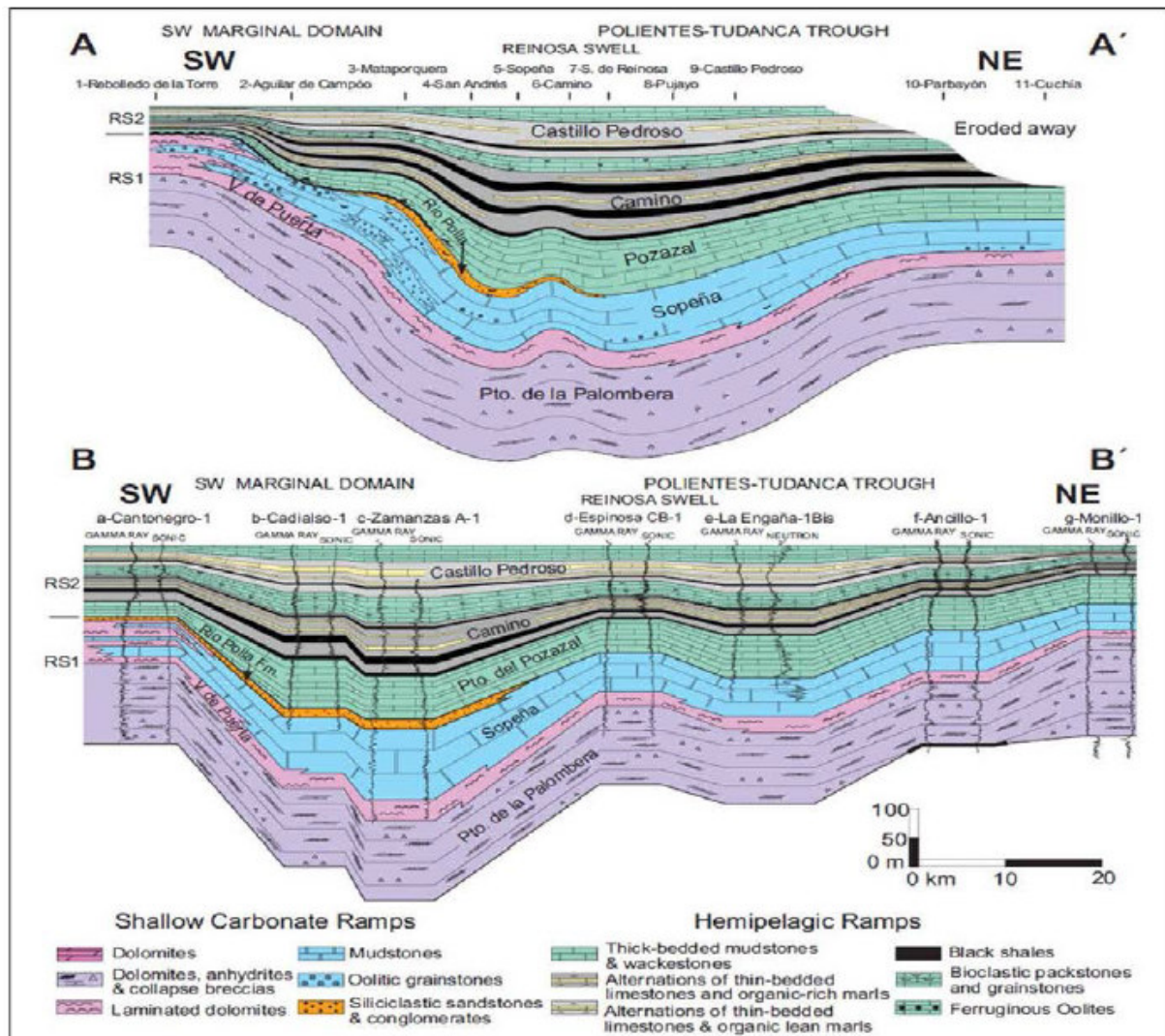


Figura 38: Cortes geológicos (Quesada S. 2005)

## 6.2.2 PROPIEDADES DEL ÁREA PROSPECTIVA

El sondeo exploratorio "Cadalso-1", que alcanza una profundidad de 3 657 m (12 000 ft) nos proporciona información acerca de la lutita del "Lias Shale". Esta capa de lutita tiene un espesor total de 85,34 m (280 ft), con intervalos de buena permeabilidad y porosidad (*sweet spots*) de entre 9 m y 15 m, un TOC del 2 % al 4 % y una madurez termal ( $R_0$ ) de 1,2 %.

El sondeo también intercepta una capa más superficial de lutitas del Jurásico a una profundidad de unos 2 895 m (9 500 ft) con un espesor total de 122 m (400 ft) y un intervalo productivo de unos 30,5 m (100 ft). Esta capa posee un 2 % de TOC y una madurez termal ( $R_0$ ) de 1,1 %.

Las siguientes figuras proporcionan información adicional sobre el TOC y la madurez termal para las lutitas del Jurásico Pliensbachense en la parte norte de la zona prospectiva cerca del valle "Poliente-Tudanca".

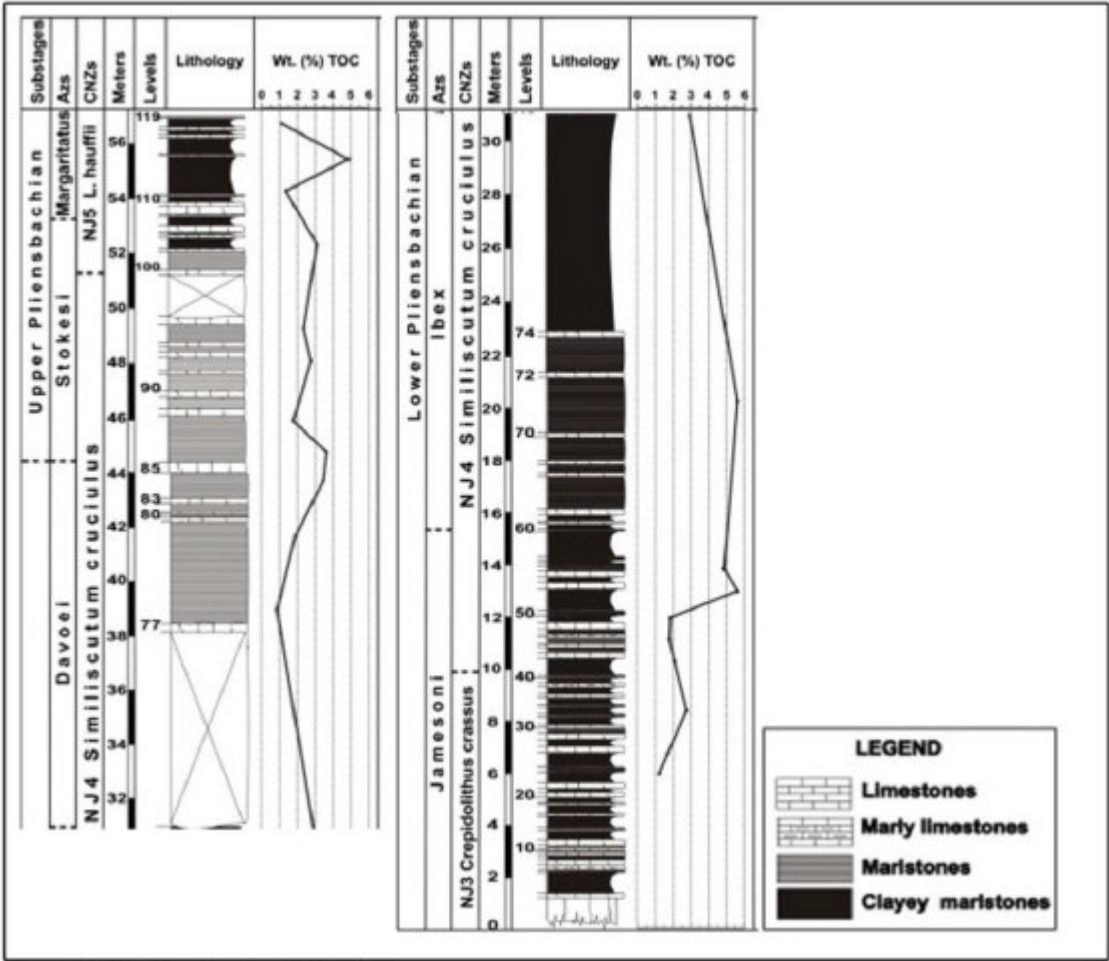


Figura 39: Litología (Fuente: modificado de Fraguas at al., 2008)

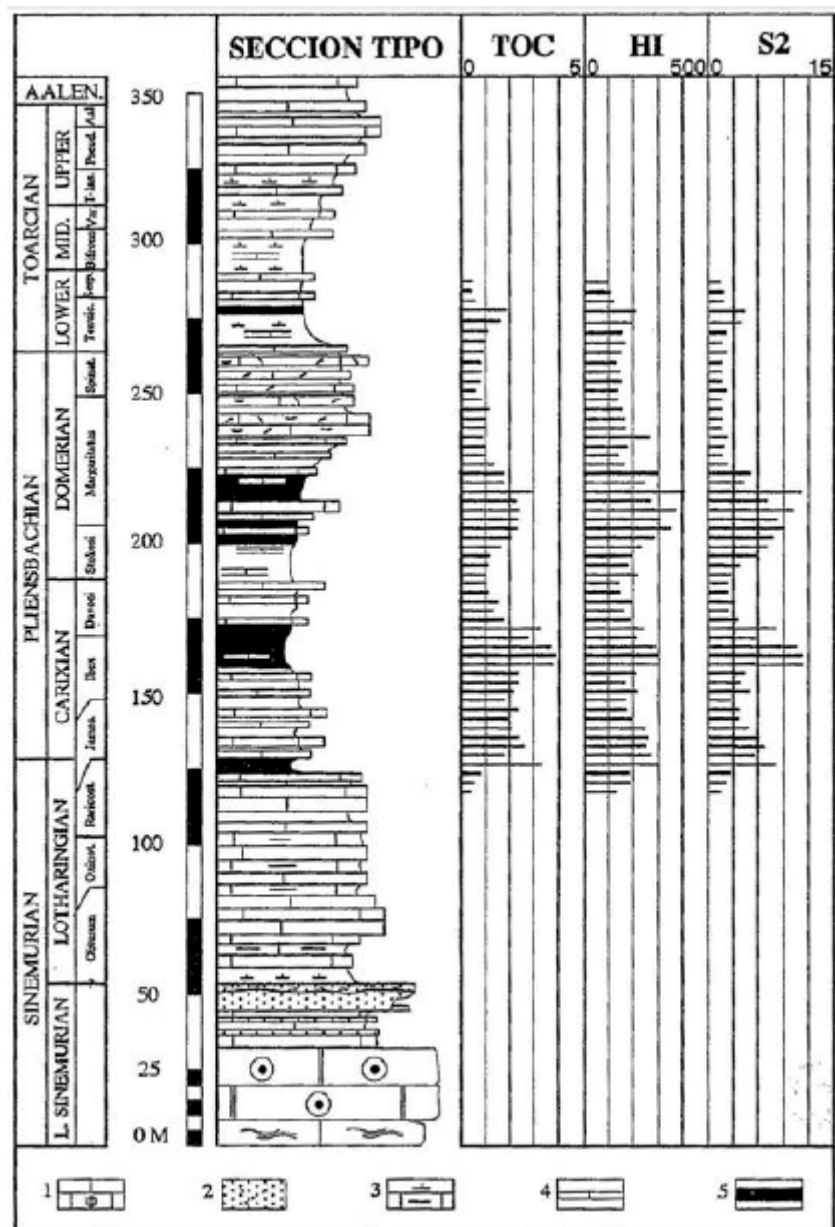


Figura 40: Litología (Fuente: Quesada S., 1996).

### 6.3 Recursos estimados

El conjunto completo de lutitas del Jurásico, incluyendo el "Lias Shale", dentro de los 5 439 km<sup>2</sup> de área prospectiva en la cuenca Vasco-Cantábrica, posee una concentración de unos 0,546 bcm/km<sup>2</sup> (50 bcf/mi<sup>2</sup>) de *shale gas* húmedo, y unos 1,16 Mbbls/km<sup>2</sup> (3 Mbbls/mi<sup>2</sup>) de condensados de *oil shale*.

Según la EIA, en la cuenca subyacen **42 tfc de *shale gas*** en la zona prospectiva. Se estima que de estos 42 tfc, unos 8 tfc son recuperables mediante la tecnología actual.

Para los condensados se calcula que existen tres billones de barriles, de los cuales sólo serían recuperables cien millones de barriles mediante la tecnología actual, lo cual no es un recurso muy importante pero debe ser considerado.

## 6.4 Actividad reciente en la cuenca

Varias compañías se encuentran investigando actualmente la cuenca. San Leon Energy adquirió Realm Energy en 2011, y con ella las concesiones en España que pertenecían a ésta. Actualmente tiene dos concesiones en la cuenca que suman un total de 849,8 km<sup>2</sup>. La norteamericana BNK Petroleum tiene otra concesión de 1 538 km<sup>2</sup> en Castilla y León que abarca lutitas del Jurásico de la cuenca Vasco-Cantábrica. HEYCO Energy y Cambria Europe, junto con EVE (Ente Vasco de la Energía) anunciaron un programa de exploración en 2011 con una inversión de ciento treinta y ocho millones de dólares.

Existe un lobby empresarial bajo el nombre de Shale Gas España que reúne a las compañías españolas y americanas (HEYCO, BNK Petroleum y Sociedad de Hidrocarburos de Euskadi, entre otras) que ha estimado que serán necesarios entre cuatro y seis años para comenzar la extracción.

## 6.5 Otras lutitas de la cuenca Vasco-Cántabra

### 6.5.1 LUTITAS DEL SILÚRICO Y DEL ORDOVÍCICO

Se ha confirmado la presencia de capas de lutita procedentes del Silúrico y del Ordovícico, procedentes de una roca madre mayor en el medio este y norte de África, mediante sondeos y afloraciones en superficie en Asturias y León. Para un mejor conocimiento del potencial de estas lutitas, un total de veinticuatro muestras de la formación "Formigoso" del Silúrico inferior y de la formación "Sueve" del Ordovícico medio fueron colectadas, procedentes de doce afloramientos en superficie en Asturias y León en 2010.

De las veinticuatro muestras, diecinueve contenían valores de TOC inferiores al 1 %, y ninguna de las veinticuatro superaba el 2 %. Basándose en los resultados del trabajo geoquímico, los investigadores concluyeron que las lutitas originadas en esta zona durante el Paleozoico inferior (Silúrico y Ordovícico) tenían poco potencial para generar *shale gas* o *shale oil*. Por este motivo fueron excluidas de futuros estudios.

### 6.5.2 LUTITAS DEL CRETÁCICO

La formación de "Valmaseda" contiene el yacimiento de lutitas "Enara", la cual se estima que contiene unos 6,5 tfc (185 bcm) de *shale gas* a partir de un estudio de trece sondeos en el campo "Gran Enara", situado al norte de España. Ha sido propuesto un programa de exploración más detallado para conocer el potencial de estas lutitas, ya que no se conocen datos sobre el TOC u otras propiedades requeridas para realizar una estimación previa del potencial. La caracterización fue llevada a cabo por San Leon Energy, y concluyó en que el TOC medio es del 1 %, aunque en algunas zonas hay valores que llegan al 3,6 %. Sin embargo no se estimó suficiente potencial para seguir con la investigación.

### 6.5.3 CUENCA DEL EBRO

La cuenca del Ebro (Solson) está localizada al sureste de la cuenca Vasco-Cantábrica, en la porción noreste de España. El potencial de las lutitas de esta cuenca ha sido evaluado gracias a treinta antiguos sondeos de petróleo, doce de los cuales intersectaron la sección Paleozoica. Los pozos permitieron identificar una secuencia de lutitas entre los 1 650 m y los 4 000 m de profundidad, con un espesor desde 50 m a 100 m, y una madurez termal variando entre el 1 % y el 2 % de reflectancia, situando estas lutitas en la ventana del gas húmedo y en la del gas seco. Sin embargo la media de TOC estaba en torno al 1 %, por lo tanto se excluyeron de estudios posteriores.

Una serie de intervalos más jóvenes del Eoceno también contienen lutitas térmicamente maduras. Estas, procedentes principalmente del Eoceno medio, están intercaladas con capas de areniscas de baja porosidad. De nuevo, el  $\text{TOC} < 1 \%$  no resultó suficiente para proceder a estudios posteriores.

## 7 Bibliografía

- JAMES G. SPEIGHT (2013): Shale Gas Production Processes; Elsevier
- JAHN, COOK & GRAHAM (2008): Hydrocarbon Exploration and Production; Elsevier
- SADA G. JOSHI, PH.D (1991): Horizontal Well Technology; Pennwell Books
- JAMES F. LEA (2008): Gas Well Deliquification; Gulf Publishing
- MICHAEL J. ECONOMIDES, KENNETH G. NOLTE (2000): Reservoir Stimulation; Wiley
- CONAMA 2012: El gas natural no convencional. El gas natural como energía puente entre el presente energético y el deseable futuro sostenible.
- Petrotecnia, Revista del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (Octubre 2012)
- Desarrollos de Shale Gas y Perspectivas de Explotación; Universidad Nacional Autónoma de México (2012) - Daniel Rojas Rodriguez
- Why Fracking Works and How to Optimize It - Zdenek P. Bazant, Marco Salviato, Viet T. Chau (June, 2014)
- Asociación Colombiana del Petróleo: Los Yacimientos No Convencionales y su importancia para Colombia (2014)
- The Mechanics of Hydraulic Fracturing and Horizontal Drilling (2012) - Charles Trouba & Trebor Abeldt
- A Review of Hydraulic Fracturing (October 2012) - IENE, Vasili Nicoletopoulos
- Down Hole Bent Motor Housings (1992), Colling Walker. U.S. Patents, number: 5,090,496
- Uncertainty in the maximum principal stress estimated from hydraulic fracturing Measurements due to the presence of the induced fracture (2000); Jonny Rutqvist, Chin-fu Tsang, Ove Stephansson (Lawrence Berkeley National Laboratory).
- Gas Hydrates: A Cleaner Source of Energy and Opportunity for Innovative Technologies (2005); Peter Englezos, Ju Dong Lee
- Gas no convencional en España, una oportunidad de futuro (2013); Consejo Superior de Colegios de Ingenieros de Minas
- Hidratos de Gas - Eduardo Gómez Pacheco
- Petroleum System - Leslie Magoon, Edward A. Beaumont

- Revista *Oilfield Review* de SCHLUMBERGER. Volúmenes: primavera de 2014; invierno de 2013; verano de 2013; verano de 2012; invierno de 2011; otoño de 2011; verano de 2011; invierno de 2006; otoño de 2005.
- Revista *Petrotecnia* (Argentina). Volúmenes: Febrero 2013; Octubre 2012.
- Aplicabilidad y ajuste de modelos de declinación de producción para la estimación de reservas de los reservorios de *Shale Oil* de la Fm. Vaca Muerta en la Provincia de Neuquén (2014); Nicolás Damian Gutierrez Schmidt
- Differentiating Applications of Hydraulic Fracturing. Joel Adams, Clem Rowe.
- Department of Energy - Hydraulic Fracturing White Paper (Appendix A) EPA 816-R-04-003
- Valoración de la técnica de fracturación hidráulica y su aplicación a la extracción de gas no convencional en las cuencas carbonífera y jurásica de Asturias; J. A. Sáenz de Santa María Benedet y M. Gutiérrez Claverol.
- EIA, 2013: Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States.
- Análisis del impacto del desarrollo de la exploración y producción de hidrocarburos en la economía española (2014); Deloitte.
- [www.shalegasespana.es](http://www.shalegasespana.es)
- [www.shalegas-europe.eu](http://www.shalegas-europe.eu)
- [www.eve.es](http://www.eve.es)

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE  
INGENIEROS DE MINAS Y ENERGÍA

Titulación:

Ingeniero Superior de Minas y Energía

DEPARTAMENTO DE ENERGÍA Y  
COMBUSTIBLES

ESTUDIO DE LAS TECNOLOGÍAS DE  
RECUPERACIÓN DE SHALE GAS

DOCUMENTO N° 2: ESTUDIO ECONÓMICO



# 1 Introducción

En este documento económico vamos a tratar de calcular el beneficio económico que tendría la explotación del *shale gas* presente en los yacimientos de la cuenca Vasco-Cantábrica. Además de ésta, existen otras zonas con formaciones de lutitas, algunas de cierta importancia como la cuenca del Ebro, sin embargo se excluye del estudio ya que no llega al 2 % en contenido orgánico (TOC), que es una de las condiciones requeridas para la viabilidad comercial.

Los datos de partida han sido obtenidos del informe de la *Energy Information Administration* (EIA) norteamericana, que difieren de forma notable con las estimaciones de Gessal y la ACIEP, por lo tanto las cantidades estimadas de gas pueden no coincidir con las especificadas en la memoria del proyecto. También se han estimado algunos datos, tomándolos de los modelos estadounidenses, por la inexistencia de tales en España o el resto de Europa.

Se comenzará realizando una descripción de los factores que afectan al potencial de los yacimientos, y posteriormente se realizará un modelo de producción acumulada de un pozo tipo con la ayuda del programa de cálculo Excel. A partir de la cantidad de gas recuperado calculada, se procederá a estimar un beneficio neto por pozo.

## 2 Factores de viabilidad económica

Las inversiones en el sector de los hidrocarburos son actividades de alto riesgo, ya que exigen el desembolso inicial de capitales muy elevados y las tasas de retorno dependen de valores que pueden fluctuar mucho en pocos días. Son actividades a largo plazo y dependen mucho de la estabilidad política local. El beneficio económico depende de tres factores principales: el coste de perforar y completar un pozo, la cantidad de hidrocarburos que produce el pozo a lo largo de su vida, y los precios de mercado del gas y el petróleo.

### 2.1 Coste de perforación y completación

El coste de construir un pozo y completarlo depende a su vez de muchos factores: la profundidad de la capa objetivo determina la profundidad vertical que tendrá el pozo, y a mayor profundidad, mayor coste; la longitud del tramo horizontal también influye de manera

muy significativa en el coste; la litología de las capas a atravesar puede aumentar los costes si las rocas son muy duras y esto exige usar un mayor número de barrernas; etc. En Estados Unidos, las curvas de aprendizaje y las mejoras en tecnología han permitido que los costes de construcción de los pozos se reduzcan a menos de la mitad: entre 2008 y 2010, los costes de perforación y completación de pozos en el Marcellus Shale se redujeron en más de un 50 % al mismo tiempo que se incrementó la recuperación total por pozo en casi un 70 %, y hasta día de hoy han seguido optimizando las técnicas consiguiendo un ahorro de costes muy importante. En 2014, el coste de los pozos en el Marcellus Shale está entre los tres y cuatro millones de dólares, y la producción por pozo por encima de los 4 bcf.

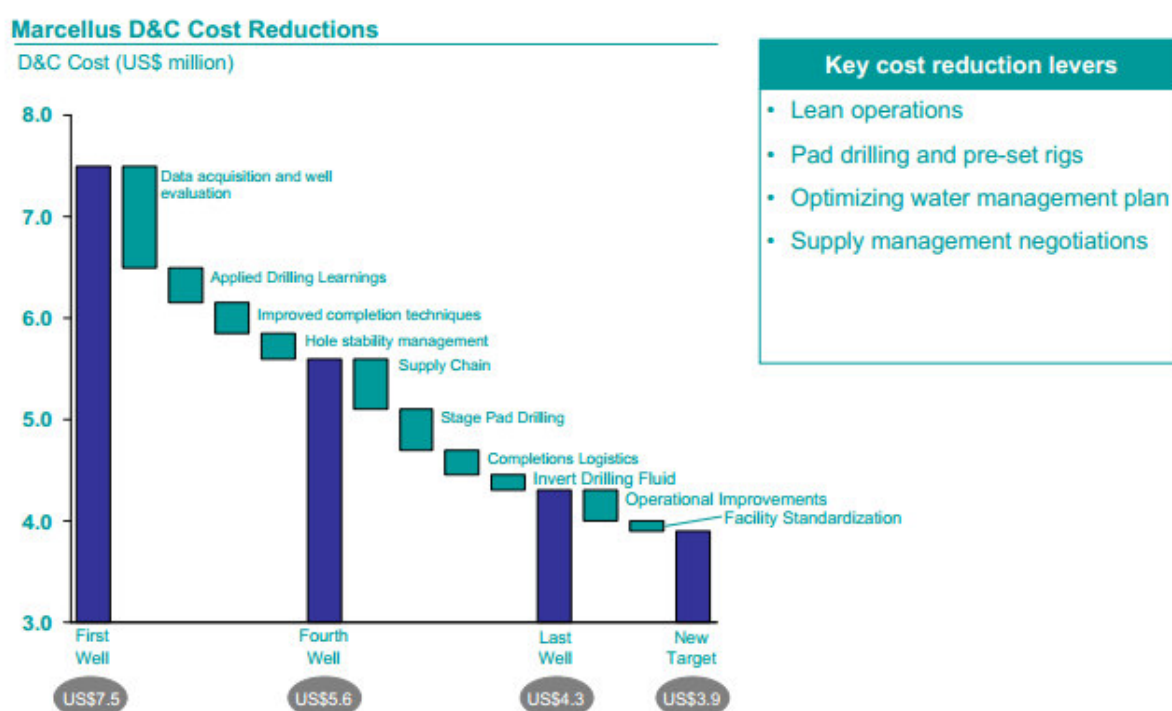


Figura 41: Reducciones de costes en el Marcellus Shale a lo largo del tiempo (Fuente: Talisman Energy)

En España podemos tomar ventaja de las lecciones aprendidas en EEUU y salvar las pérdidas que a ellos les ha causado la metodología de ensayo y error. No obstante, debemos tener en cuenta que no es posible mantener los mismos costes por pozo que ellos tienen, ya que la importación de la tecnología sufrirá una penalización (de 1,2 a 1,6 veces el coste). Además, no disponemos de un polo industrial de servicios próximo, con lo que los costes logísticos serán muy importantes, entre dos y tres veces los de EEUU. Por ello se exigirá una mayor producción por pozo, y esto requerirá buscar áreas con mayor contenido orgánico (*sweet spots*), es decir, necesitaremos una mayor selectividad a la hora de fracturar. Sirva como

ejemplo de orientación el ratio de la tabla 11, en el cual se relaciona el precio del pozo con la producción de éste. En la tabla se muestra el ratio para los yacimientos con mejor productividad en EEUU:

Tabla 11: Evaluación del ratio M\$/bcf para los principales yacimientos de Estados Unidos.

	M\$/pozo	Bcf/pozo	M\$/bcf
Woodfort	5,5	3,1	1,8
Barnett	2,6	2,5	1,0
Fayetteville	3,3	2,7	1,2
Marcellus	4,0	4,0	1,0
Haynesville	8,0	7,1	1,1

Se considera que estos yacimientos son selectivos, así que para que la explotación tenga éxito en España, debemos tratar de que este ratio sea lo más bajo posible, intentando no superar los 2 M\$/bcf.

## 2.2 Productividad del pozo

Los pozos de gas no convencional tienen la peculiaridad de presentar una producción inicial alta, pero también una declinación rápida, casi exponencial, de manera que tras los 2 primeros años de vida del pozo la producción se reduce en un 80 %. Se considera que la productividad y la recuperación final por pozo son bajas (de 2 bcf a 6 bcf en gas y 150 kbbls a 300 kbbls en petróleo), lo cual se traduce en que sea necesario un gran número de pozos por yacimiento.

La productividad depende de muchos parámetros: espesor y calidad del yacimiento, capacidad de la lutita para generar hidrocarburos, cantidad de gas almacenado, gradiente de presiones...

Como es lógico, a mayor espesor de la capa de lutitas mejor objetivo. El espesor mínimo de una capa de lutitas para que su explotación sea rentable puede reducirse a medida que las tecnologías de perforación y terminación de pozos avanzan, así como las mejoras en la medida de la porosidad y permeabilidad progresan en objetivos no convencionales, y también si los precios del gas se incrementasen. Se suele tomar como mínimo espesor alrededor de los 30 m. Para que la roca sea capaz de producir hidrocarburos debe tener unas condiciones de porosidad y permeabilidad aptas para un almacenamiento y un flujo suficientes. En la siguiente tabla se muestran algunos de los valores límite principales que hacen de un yacimiento rentable:

Tabla 12. Valoración de un yacimiento. Valores mínimos

Parámetro	Valor mínimo rentable
Grosor de la zona	Al menos 30 m (>100 ft)
Contenido en arcilla	Moderado (<40 %)
Fragilidad	Contenido moderado en sílice y carbonatos
Fracabilidad	Bajo coef. Poisson, alto módulo de Young
TOC	>2 %
Madurez termal	Ro entre 1.1 y 1.4 (para gas seco)
Contenido de hidrógeno	Bajo
Contenido de gas	> 100 scf/ton

### 2.3 Precios del crudo y el gas

En cuanto a los precios del gas y el petróleo, es bien sabido que éstos fluctúan continuamente debido a cambios en la oferta y la demanda. Estos cambios pueden ser producidos por muchos factores externos al mercado, como por ejemplo el descubrimiento de unas nuevas reservas o una crisis gubernamental en los países productores. Si baja el precio de los hidrocarburos, esto puede suponer una amenaza para las compañías explotadoras, puesto que todos los proyectos de producción de hidrocarburos tienen un umbral de rentabilidad (*breakeven*), es decir, un precio del gas o petróleo producidos a partir del cual el proyecto comienza a ser rentable. Si este precio cae por debajo de ese umbral, la explotación cuesta más de lo que aporta en beneficios y por lo tanto deja de ser rentable.

En Europa existe un factor determinante que puede permitirnos que sea rentable la explotación del *shale gas*, y es que los precios del gas alcanzan tres veces el precio de EEUU, lo cual nos permite tener valores umbrales más elevados que allí. El Henry Hub cerró en diciembre de 2014 con 3,48 \$/MBtu, y a día de hoy (principios de 2015) se encuentra en 3,16 \$/MBtu. En Europa el precio oscila entre los 10 \$/MBtu y los 12 \$/MBtu.

### 3 Valoración de la inversión

Usaremos estimaciones de costos de D&C sacados del yacimiento del Haynesville Shale (EEUU, entre el este de Texas y Luisiana) ya que las profundidades a las que se encuentran las lutitas en esta formación (12 240 ft de media) son muy similares a las de la cuenca Vasco-Cántabra (11 000 ft de media), y por tanto los pozos se asemejarán bastante en longitud total y tiempos de perforación. Sin embargo, la lutita de Haynesville es una de las mejores productoras de los EEUU y los índices de reflectancia y TOC son mejores, así que como referencia de producción tomaremos datos de otras formaciones menos productivas para no ser demasiado optimistas.

#### 3.1 Modelo de producción acumulada

Nuestro modelo se basará en las curvas de declinación hiperbólicas. Esta es la técnica más utilizada para estimar producciones de pozos. El modelo usa las cifras de producción exhibidas en los primeros meses de la vida de un pozo, además de algunas otras variables que definen la forma de la curva. Estas curvas fueron desarrolladas por el ingeniero de minas J. J. Arps en 1945. Arps comprobó que la producción podía ser aproximada matemáticamente en función del tiempo mediante una curva perteneciente a la familia de las hipérbolas.

La curva hiperbólica de Arps se basa en observaciones empíricas y está gobernada por tres parámetros: el caudal inicial ( $q_i$ ), la declinación inicial ( $D_i$ ) y un factor conocido como  $b$ . Si hacemos una comparación de las curvas de Arps con otras soluciones, como por ejemplo las curvas tipo propuestas por Fetkovich (1980), podemos deducir que las bases teóricas para su aplicación son: flujo dominado por los límites, presión de fondo constante, radio de drenaje constante y no considera flujo transitorio, lo que da lugar a una solución matemática para valores de  $b$  entre 0 y 1. Bajo estas condiciones, el caudal en función del tiempo,  $q(t)$ , y la producción acumulada en función del caudal,  $Q(q)$  responden a las siguientes ecuaciones:

$$q_t = \frac{q_i}{(1 + bD_i t)^{1/b}}$$

$$Q(q) = \frac{q_i^b}{(1 - b)D_i} (q_i^{1-b} - q^{1-b})$$

Donde:

$t$ : tiempo, en meses

$q_t$ : flujo en un momento  $t$ , Mscf/d

$q_i$ : flujo inicial, Mscf/d, a  $t=0$

$b$ : constante de Arps

$D_i$ : declinación inicial de la producción nominal mensual, meses<sup>-1</sup>

$Q$ : producción acumulada, Mscf/d

Una característica fundamental de este modelo es que a medida que transcurre el tiempo, la declinación  $D$  definida como  $-q/(dq/dt)$  varía, con lo cual, el parámetro  $b$  físicamente representaría la velocidad con que cambia la declinación:

$$b = -\frac{dD}{dt}$$

Aunque las soluciones para el modelo se dan para valores de  $b$  entre 0 y 1, los ajustes con datos de producción de reservorios de baja permeabilidad, tanto de *shale* como en arenas compactas, usan estimaciones de  $b$  mayores a 1.

Usaremos la ecuación de Arps para estimar la producción total por pozo, y así poder evaluar posteriormente el potencial de la explotación del gas de la cuenca Vasco-Cantábrica y sus posibles beneficios económicos. Para los cálculos usaremos el programa Excel: se estudiarán tres posibles escenarios, un caso favorable, un caso desfavorable y un caso más probable. En cada uno de ellos se estimarán unos parámetros que cogeremos de los casos americanos dada la inexistencia por el momento de datos en Europa. Posteriormente construiremos el modelo de producción acumulada con la curva de Arps para calcular el EUR (*Estimated Ultimate Recovery*) que nos dará la cantidad de gas que podemos obtener con un pozo tipo. A partir de esta cantidad y del precio del gas en el mercado (supondremos unos precios similares a los actuales y en concordancia con las previsiones de los mercados para los próximos años), calcularemos el **beneficio por pozo** y el **ratio M\$/Bcf**.

### 3.2 Presentación de los escenarios

Los tres escenarios se han realizado atendiendo a diferentes parámetros que influyen en el beneficio de la operación, como los costes de perforación y completación, los costes operativos (LOE), las declinaciones durante la vida de los pozos... etc. Para estimar estos parámetros hemos tomado datos de los pozos americanos porque, como ya hemos explicado, en Europa no existen pozos productores por el momento. En las siguientes tablas (13; 14 y 15) se resumen los parámetros tomados para cada caso.

Tabla 13: Escenario favorable

Variables	Escenario más favorable
Costes D&C (por pozo), en \$	5 000 000
Penalización por importación tecnología	2
Producción inicial, en Mscf/d	6,3
Declinación inicial de la producción, en 1/mes	15 %
Commodity price en Europa, en \$/MBtu	12
Gastos operativos (LOE), en \$/MBtu	1
Penalización logística operativa	2
Tasas impositivas	30 %
Compensación propietarios	8 %

Tabla 14: Escenario más probable

Variables	Escenario más probable
Costes D&C (por pozo), en \$	7 000 000
Penalización por importación tecnología	2
Producción inicial, en Mscf/d	5,5
Declinación inicial de la producción, en 1/mes	17,3 %
Commodity price en Europa, en \$/MBtu	11
Gastos operativos (LOE), en \$/MBtu	1,25
Penalización logística operativa	2,5
Tasas impositivas	30 %
Compensación propietarios	8 %

Tabla 15: Escenario menos favorable

Variables	Escenario menos favorable
Costes D&C (por pozo), en \$	8 500 000
Penalización por importación tecnología	2
Producción inicial, en Mscf/d	4,2
Declinación inicial de la producción, en 1/mes	21 %
Commodity price en Europa, en \$/MBtu	10
Gastos operativos (LOE), en \$/MBtu	1,50
Penalización logística operativa	3
Tasas impositivas	30 %
Compensación propietarios	8 %

En los costes por pozo se incluyen la perforación, la fracturación hidráulica y la puesta a punto para producción. Un pozo en EEUU cuesta en torno a los 4 M\$. En nuestro país es más probable que los costes se disparen debido a que no disponemos de la tecnología que ellos poseen para la construcción y completación de pozos. Los primeros pozos que se construyan aquí tendrán muy posiblemente costes superiores a los 20 M€, por lo que debemos realizar campañas de perforación amplias, de más de cuatrocientos pozos por campaña, para diluir costes. Aún con esto, hemos supuesto un factor de penalización de dos veces el precio de los pozos en EEUU por importación de la tecnología.

En cuanto a la producción inicial, hemos supuesto las nuestras tomando como referencia los valores medios iniciales de las diferentes formaciones estadounidenses: las producciones iniciales más bajas están en torno a los 2 Mcf/d ó 3 Mcf/d en los yacimientos de Barnett Shale, Fayetteville y Horn River, aunque en estos mismos también hay pozos con mayor producciones iniciales; por otro lado, las producciones más altas las tiene la formación de Haynesville, donde los pozos pueden llegar a producir entre 10 Mcf/d y 15 Mcf/d en el primer mes. En cualquier caso, nosotros tendríamos que ser más selectivos a la hora de perforar para dar con los *sweet spots* y conseguir una producción mayor para cubrir las penalizaciones de los costes de perforación y completación, así que hemos tomado como estimación un rango entre los 4 Mcf/d y los 7 Mcf/d.



Las declinaciones iniciales se han tomado similares a las de un ejemplo del Bakken Shale por falta de otros datos. Las estimaciones de este parámetro son bastante difíciles de realizar por la variación que existe entre unos pozos y otros.

Para estimar el precio del gas se ha tomado como referencia el actual en Europa, es decir, entre los diez y los doce dólares el MBtu (1 *British Thermal Unit* = 252 cal.). Se sabe que los precios pueden fluctuar durante los años de construcción y vida del pozo, pero las previsiones afirman que hay una tendencia ascendente en EEUU (figura 42), y eso conllevaría una tendencia similar aquí, donde los precios son ya de por sí mayores en cuanto al gas se refiere. Por lo tanto, si se sigue esa tendencia ascendente, los beneficios sólo pueden mejorar.

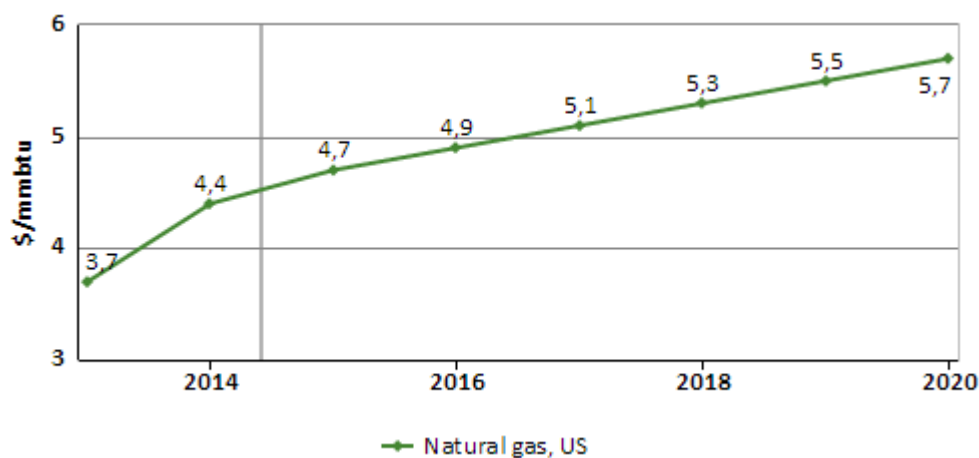


Figura 42: Precio del gas natural nominal en dólares americanos  
(Fuente: World Bank Commodity forecast price data).

Los gastos operativos son aquellos que incluyen el proceso que se realiza para extraer el gas una vez que el pozo se ha puesto en producción, reparaciones y mantenimiento, y los trabajos a realizar en la plataforma, en definitiva. Dado que no disponemos de personal con experiencia, también sería preciso contar con expertos formados en otros países donde se hayan realizado este tipo de actividades. Esto como consecuencia tendrá un factor de penalización de entre dos y tres veces el gasto operativo normal.

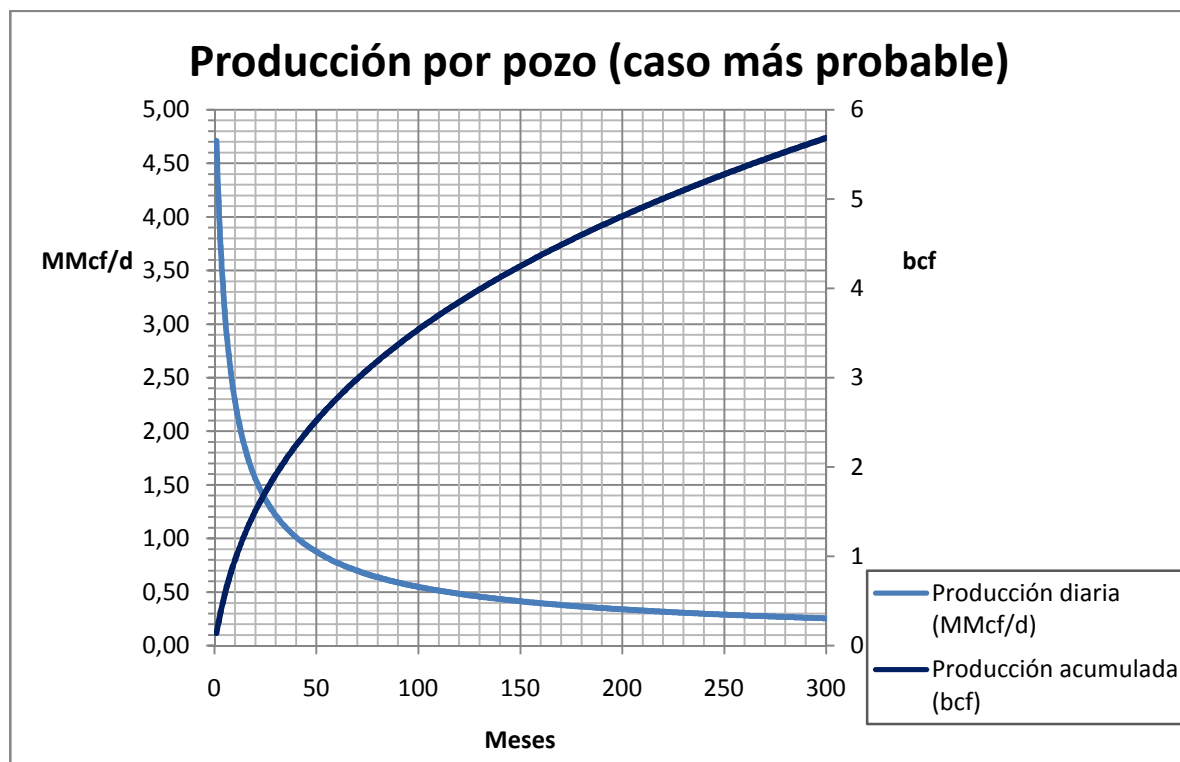
Para finalizar, las tasas impositivas en nuestro país están sobre el 30 %, que habrá que restar del beneficio neto, y según la reforma de la Ley de Hidrocarburos de diciembre de 2014, las comunidades recibirán una cantidad (aún incierta) por cada pozo perforado que afecte su territorio. En Reino Unido tienen un modelo similar y la cantidad por pozo asciende a unos 100 000 euros aproximadamente, así que hemos cogido una cifra similar.

### 3.3 Estimación del beneficio económico a través del modelo de producción

Se ha realizado un modelo simple de producción acumulada partiendo de la curva de declinación hiperbólica de Arps ya explicada. Posteriormente se ha simulado con los datos de cada escenario por separado cuál sería la producción de un pozo de *shale gas*, con las condiciones iniciales definidas previamente para éstos.

Se han graficado el caudal diario y la producción acumulada frente al tiempo en meses, a lo largo de 25 años, que es aproximadamente la vida de un pozo de este tipo.

Producción para un pozo en el escenario más probable:



Los resultados de la simulación para la producción acumulada han sido:

$$EUR_{\text{Caso favorable}} = 7,0989 \text{ bcf} = 200.898 \text{ m}^3$$

$$EUR_{\text{Caso más probable}} = 5,6839 \text{ bcf} = 160.854 \text{ m}^3$$

$$EUR_{\text{Caso desfavorable}} = 3,8535 \text{ bcf} = 109.054 \text{ m}^3$$

Para ponernos en situación, la producción media en Norteamérica está entre 2 bcf y 6 bcf por pozo.

Una vez calculada la cantidad de gas recuperable estimamos su valor económico mediante el *commodity price* o el precio de mercado. A este beneficio bruto hay que restarle costes operativos, tasas y compensaciones por uso del terreno. Los beneficios netos finales obtenidos por escenario son:

Tabla 16: Beneficio después de impuestos.

Escenario	Beneficio neto por pozo, en M€
Caso más favorable	34,92
Caso más probable	17,75
Caso menos favorable	2,65

Debemos tener en cuenta que son por pozo, y con campañas de muchos pozos la actividad podría contribuir considerablemente al PIB español en unos años. Según la consultora Deloitte, las implicaciones económicas que tendría la explotación del *shale gas* en España, en un escenario medio, sería la aportación de 44 000 M€ (un 4,3 % sobre el PIB actual), y una balanza comercial de 40 000 M€ para el año 2040. Además de esto, tendría lugar la creación de empleos directos, indirectos e inducidos, que se estima en unos 260 000 puestos.

Por otra parte, se ha calculado el ratio M\$/bcf para los tres escenarios (tabla 17):

Tabla 17: Ratio M\$/bcf escenarios

Ratio M\$/Mcf	M\$/pozo	bcf/pozo	M\$/bcf
Caso favorable	10	7,09892326	<b>1,40866433</b>
Caso más probable	14	5,68395311	<b>2,46307451</b>
Caso desfavorable	17	3,85349576	<b>4,41157875</b>

Este ratio compara el gasto en los pozos en relación con la producción de cada pozo. Para los pozos americanos es cercano a 1, pero en algunos casos alcanza valores cercanos a 2. Es evidente que para nuestro caso van a salir más altos especialmente al principio, ya que los costes de construcción y completación de pozos serán mucho más elevados aquí.

Aunque no deja de ser una estimación, es evidente que existe una gran oportunidad económica en la explotación del *shale gas* en España. Nuestra referencia debe ser Reino Unido, y si las actividades que se están realizando allí obtienen el éxito, puede ser el desencadenante para que se comiencen las labores de explotación en nuestro país.